

ENERGÍA EN CRECIMIENTO



 **Colbún**

MEMORIA ANUAL
2010





MEMORIA ANUAL

2010

REGÍA MIMIENTO



índice

011

COLBÚN 2010
En una mirada

029

DESCRIPCIÓN Y DESARROLLO DEL NEGOCIO
Colbún con un portafolio de contratos que se va ajustando a su mix de generación

055

PERSONAS, COMUNIDAD Y MEDIO AMBIENTE
Colbún aporta energía sustentable para el desarrollo de Chile

077

PROYECTOS DE INVERSIÓN
Colbún invierte para generar valor para sus accionistas, diversificando riesgos e incrementando su competitividad

091

INFORMACIÓN DE CARÁCTER GENERAL
Documentos e información constitutiva

121

ESTADOS FINANCIEROS 2010
Estados financieros consolidados

2010 EN UNA MIRADA





11

PÁG.

Eje de turbina, Central Hidroeléctrica Colbún.



Inicio de contratos licitados con distribuidoras

ENERO: A partir de este mes comenzamos a abastecer los consumos regulados de las distribuidoras CGE, Saesa y once Cooperativas, producto de la entrada en vigencia de sus respectivos contratos licitados, que en el año 2010 significaron aproximadamente 3.300 GWh.

Emisión primer bono internacional por US\$ 500 millones

ENERO: Emitimos nuestro primer bono en mercados internacionales por US\$ 500 millones a una tasa de colocación de 6,139% anual y un plazo de 10 años. El bono tiene una estructura "bullet" (una amortización al vencimiento) con pagos de intereses semestrales.



Firma de contrato por 510 mw con Codelco

ENERO: Firmamos los contratos de suministro eléctrico para las divisiones de Codelco en el SIC por un máximo de 510 MW, a partir del año 2013. El acuerdo contempla dos contratos: el primero por una potencia máxima de 351 MW, por un período de 30 años, y el segundo por una potencia máxima inicial en el año 2013 de 328 MW, la que se reduce a 159 MW, una vez que entre en vigencia el primer contrato en 2015. Esta segunda parte del acuerdo se extenderá por un período de 15 años. La energía asociada al total de la potencia contratada será aproximadamente de 4.000 GWh anuales.



Acciones post terremoto

FEBRERO: El terremoto del 27 de febrero de 2010 cortó el suministro eléctrico en todo el Sistema Interconectado Central. Pocas horas después se reanuda en Santiago, en gran medida gracias a nuestras centrales ubicadas en la cuenca del Maule y nuestra línea de transmisión que las une directamente a la Región Metropolitana. Como empresa aportamos a la reconstrucción de nuestro país con distintas acciones, entre las cuales cabe mencionar: donaciones de diversos productos como agua potable, alimentos y materiales de construcción a las comunidades afectadas donde se emplazan nuestras centrales y proyectos; una donación en la campaña nacional "Chile Ayuda a Chile"; y en la actividad realizada con los propios trabajadores de la empresa y sus familias donde se construyeron 24 mediaguas en el pueblo de Colbún.



Se inició construcción de Central Angostura

FEBRERO: Iniciamos la construcción de la central hidroeléctrica Angostura de 316 MW, ubicada en la Región del Biobío. Al cierre del año 2010, el proyecto se encontraba en plena etapa de obras tempranas con la construcción del túnel de desvío y la excavación del túnel de acceso a la caverna de máquinas, se había completado el camino by-pass para la construcción de la central y prácticamente un 100% de los contratos más relevantes se habían adjudicado.

Inicio de operaciones Central San Clemente

JULIO: El 30 de julio la mini central hidroeléctrica San Clemente, ubicada en la comuna de San Clemente en la Región del Maule, realizó su primera sincronización al Sistema Interconectado Central. La mini central hidroeléctrica San Clemente es un proyecto que desarrollamos en el contexto de la Ley 20.257 que promueve el desarrollo de Energías Renovables No Convencionales (ERNC). La central cuenta con una potencia instalada de 5,4 MW, que permitirá abastecer el consumo de aproximadamente 45 mil personas.



Geotermia

JULIO: Colbún es adjudicado con las concesiones de exploración de energía geotérmica de las áreas Alitar y Colimapu, ubicadas en las regiones de Antofagasta y Metropolitana respectivamente, mediante la promulgación de los Decretos Supremos N°179 y N°180 del Ministerio de Energía. Para ello, Colbún comprometió un programa de trabajo de dos años e inversiones en exploración por más de US\$ 17 millones.



TGN

AGOSTO: Con fecha 24 de agosto, se perfeccionó el "Acuerdo Transaccional" suscrito entre Colbún S.A. y Transportadora de Gas del Norte S.A. (TGN), que permitió rescindir y poner término anticipadamente al Contrato de Transporte Firme de Gas.

GNL

AGOSTO: Con fecha 31 de agosto, se perfeccionó un acuerdo de suministro de gas natural proveniente de gas natural licuado (GNL) para Colbún S.A. con ENAP Refinerías S.A., para la operación a plena capacidad de una unidad de ciclo combinado del Complejo Nehuenco por un plazo de 120 días a partir del 1° de enero del año 2011. Adicionalmente se acordó con ENAP un suministro especial de gas natural proveniente de GNL desde la segunda quincena de noviembre de 2010 hasta el 31 de diciembre de 2010, lo que posibilitó desplazar el consumo de diesel por gas natural durante este período.



Puertas abiertas Central Santa María

SEPTIEMBRE: En septiembre del año 2010, el proyecto de la central termoeléctrica a carbón Santa María, ubicado en Coronel, nuevamente abrió sus puertas para el gran evento "Puertas Abiertas", donde asistieron más de 6.000 personas. Los vecinos recorrieron nuestras instalaciones donde tuvieron la posibilidad de aprender sobre el funcionamiento de nuestra central y hacer preguntas a nuestros trabajadores.



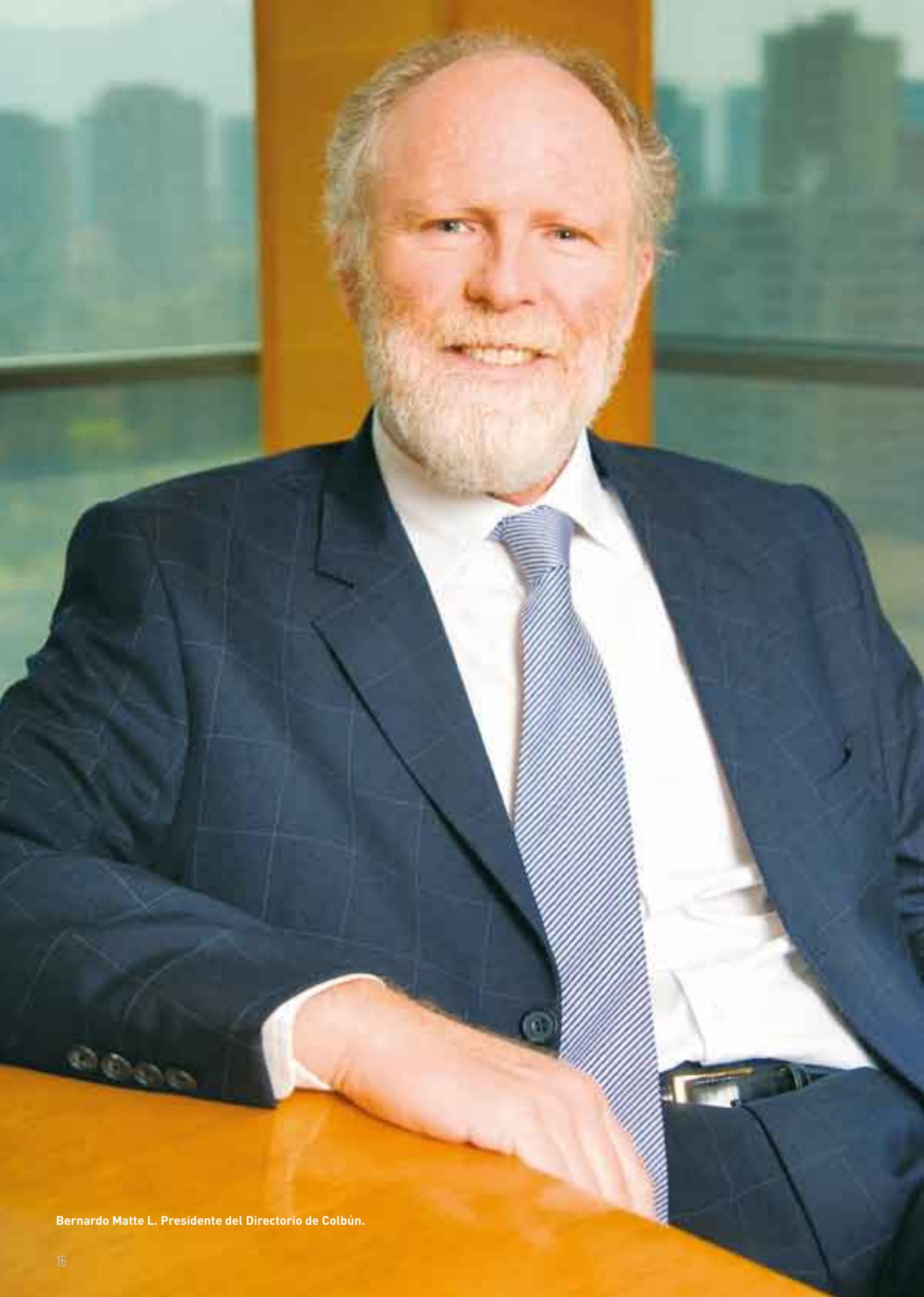
Certificación de nuestro Sistema de Gestión Integrada

OCTUBRE: Tras una auditoría realizada a las centrales generadoras en operación de Colbún, la empresa Bureau Veritas certificó el Sistema de Gestión Integrado (SGI) bajo las normas ISO 14.001 (gestión ambiental) y OHSAS 18.001 (salud y seguridad ocupacional). Esta certificación confirma que el SGI de la División Generación cumple con estándares reconocidos internacionalmente, los que nos permitirán gestionar y mejorar continuamente en materias medioambientales y de seguridad y salud ocupacional involucradas en nuestras actividades de generación.

Postergación obras principales Central San Pedro

NOVIEMBRE: Con fecha 26 de noviembre, informamos al Servicio de Evaluación Ambiental de la Región de Los Ríos la decisión de postergar el inicio de las obras principales de la central hidroeléctrica San Pedro de 150 MW, con el objetivo de realizar estudios adicionales para consolidar el conocimiento del terreno en las zonas del proyecto, antes de iniciar las obras principales.





Bernardo Matte L. Presidente del Directorio de Colbún.

MENSAJE DEL PRESIDENTE

Nueva composición de la cartera de contratos nos permite hacer frente a la sequía y seguir con la ejecución de nuestros proyectos.

ESTIMADOS ACCIONISTAS

Tengo el agrado de dirigirme a ustedes para presentarles la Memoria y los Estados Financieros de Colbún correspondientes al ejercicio 2010, un año que presentó dos desafíos mayores para el sector eléctrico; por un lado el terremoto del 27 de febrero y por otro un año hidrológico muy seco. Pese a ello, cerramos el año con resultados operacionales similares al año 2009. En efecto, el EBITDA alcanzó US\$ 331,1 millones, una disminución de tan sólo 1,6% respecto a los US\$ 336,6 millones del año anterior, en circunstancias que la producción hidroeléctrica, nuestra principal fuente de generación, cayó en 15,4% respecto del año anterior. La ganancia atribuible a la controladora en tanto, registró US\$ 112,3 millones, lo que representó una disminución más pronunciada de 52,1%, explicada principalmente por efectos extraordinarios como fue el término anticipado de un contrato de transporte de gas que implicó el pago de una indemnización pero que económicamente significará un ahorro de aproximadamente US\$ 15 millones anuales para los próximos 10 años; e ingresos por diferencias de cambios significativamente menores a los del año anterior.

Ante la disminución de la producción hidroeléctrica, el segundo factor que toma relevancia en la determinación del costo marginal o del precio de la energía en el mercado spot, es el precio del petróleo diésel. Durante el año 2010, el precio del petróleo en los mercados internacionales alcanzó un promedio anual de 80 US\$/bbl en comparación a los 63 US\$/bbl del año anterior, traduciéndose consecuentemente en mayores costos marginales promedios de 135 US\$/MWh el año 2010 en comparación a los 105 US\$/MWh del año anterior.

Volviendo a nuestros resultados de la operación del ejercicio, estos se mantuvieron estables a pesar del aumento del precio del petróleo y de haber enfrentado uno de los

años más secos de los últimos 50 años. Este hecho ha permitido demostrar lo acertado de nuestra política comercial. Por un lado el menor volumen de contratación a partir de enero 2010 permitió compensar la menor generación hidroeléctrica y así reducir la necesidad de aumentar la generación térmica para abastecer a nuestros clientes. Por otro lado, los suministros eléctricos, tanto a nuestros clientes regulados como no regulados, tienen hoy esquemas de precios indexados a nuestros principales factores de costos, lo que permitió traspasar los aumentos de estos a nuestros clientes. Y en tercer lugar, realizamos una activa gestión para substituir, cuando ha sido posible, la generación con petróleo diésel por generación con gas proveniente de Gas Natural Licuado (GNL). Todo ello, ha permitido aumentar el margen EBITDA desde un 29% en 2009 a un 32% en 2010.

El terremoto de febrero presentó, para el país entero, un perjuicio emocional y material inesperado y sin precedentes. No obstante este desastre, los efectos del terremoto en nuestros activos en operación fueron sólo menores considerando la magnitud del evento. Pudimos poner en servicio varias de nuestras unidades de generación poco después de ocurrido el terremoto y con orgullo podemos decir que nuestra planta Colbún fue la que primero energizó la ciudad de Santiago. La electricidad es un servicio constante y permanente, que requiere de altas tasas de confiabilidad. Sólo cuando no contamos con este servicio nos damos cuenta cuán importante y necesario es para el sustento de la vida material. La central Santa María que se encuentra en etapa de construcción, ubicada en Coronel cerca del epicentro del terremoto del 27 de febrero, es la única que tuvo impactos más relevantes en comparación con los otros activos de la compañía.

No sólo la condición hidrológica y el terremoto nos plantearon pruebas, el importan-

te plan de expansión que estamos ejecutando también presenta desafíos. Es así como Colbún partió el año 2010, por primera vez en su historia, teniendo cuatro proyectos simultáneos en etapa de construcción.

Uno de estos proyectos es nuestra central mini-hidro San Clemente de 5,4 MW, que entró en operación a mediados de año. Es nuestra segunda central mini-hidro, junto con la central Chiburgo, que hemos incorporado después de 2007 para dar cumplimiento a la ley que promueve el desarrollo de Energías Renovables No Convencionales (ERNC). A pesar de ser proyectos de menor tamaño, requieren de la misma dedicación en todos los ámbitos: ingeniería, medioambiente, relación con la comunidad, etc. Con la incorporación de la central San Clemente durante 2010, concluimos el cuarto proyecto desde el año 2007, lo que representa un proyecto nuevo por año.

El segundo de los cuatro proyectos, es la central a carbón Santa María de 342 MW. Es la primera central a carbón de nuestra compañía. Los daños físicos provocados por el terremoto en algunos equipos y así también como los atrasos del contratista nos llevaron a anunciar una demora de su puesta en servicio para fines del año 2011. Esta inicialmente estaba prevista para el primer trimestre de este año. Los daños y el atraso están cubiertos por seguros, los cuales operan con deducibles habituales. A fines del año 2010 todos los equipos habían llegado al sitio y habían sido montados, lo que permitió, a principios de 2011, entrar de lleno a la etapa de comisionamiento, una fase que requiere vasta experiencia y máxima coordinación dada la multiplicidad de sistemas que tienen que trabajar al unísono en una planta de carbón. Estamos haciendo todos los esfuerzos, con recursos financieros e ingenieriles, para poner en operación esta planta lo antes posible, porque no sólo Colbún la necesita, sino el país para darle más competitividad a los precios de la energía y seguridad al suministro.

Durante el primer trimestre del año 2010 iniciamos la construcción de nuestra central hidroeléctrica Angostura de 316 MW, ubicada en la región del Biobío. Finalizamos la construcción de los caminos de acceso a la obra, hemos adjudicado prácticamente el 100% de los contratos relevantes y estamos trabajando en los múltiples frentes que tiene un proyecto de esta envergadura. Estamos próximos a terminar los túneles de desvío y hemos excavado el techo de la caverna de máquina. De no mediar imprevistos en el proyecto, estimamos la fecha de entrada en operaciones de la central para fines del año 2013.

Con respecto al cuarto proyecto, el proyecto hidroeléctrico San Pedro de 150 MW, hemos ido comunicando en nuestros informes trimestrales la necesidad de realizar estudios adicionales para consolidar el conocimiento del terreno en la zona del proyecto, ubicado en la región de Los Ríos. Durante el año de 2010, concluimos la construcción de las obras preliminares tales como caminos de acceso, despeje de las áreas del proyecto y la excavación de los dos túneles de desvío. Con la información adicional recabada por esas obras, decidimos realizar nuevos estudios antes de iniciar las obras principales. Es así como en noviembre 2010, anunciamos la postergación de la adjudicación de las obras principales. Hemos contratado expertos extranjeros y nacionales del mejor nivel que nos están asesorando y estamos poniendo todos los recursos necesarios para conocer a cabalidad la zona y así ajustar el diseño definitivo de la central. Cuando tengamos los resultados de los estudios, definiremos el nuevo cronograma del proyecto.

La realización de estos proyectos de infraestructura son más que un ejercicio de ingeniería, logística y construcción. Como compañía, nos hemos propuesto ser un aporte para las comunidades vecinas a nuestros proyectos. Durante el año 2010 seguimos estrechando relaciones con grupos de interés, organizaciones funciona-

les y autoridades locales para desarrollar proyectos que atiendan las necesidades reales de nuestros vecinos y crear valor compartido donde nos insertamos. Ponemos especial énfasis en proyectos de educación, deporte y fomento productivo. En ese plano destacan los dos primeros centros de emprendimiento de la región que inauguramos en Concepción y Coronel donde ya se capacitaron a más de 280 emprendedores, los 93 planes de negocio que se desarrollaron para los miembros de la asociación de recolectores de frutos en la zona de Los Lagos, la capacitación a los 99 vecinos de Santa Bárbara y Quilaco para ser contratados en las faenas del proyecto Angostura, y los más de 6.000 visitantes que ingresaron al sitio del proyecto Santa María el día de su "casa abierta" en Coronel, para sólo nombrar algunos de los proyectos con la comunidad.

En resumen, Colbún está trabajando en distintos frentes para poder aportar más de 800 MW de capacidad eficiente al Sistema Interconectado Central (SIC), capacidad necesaria para volver al equilibrio que se perdió producto de la crisis del gas en 2007 y abastecer la demanda creciente por energía eléctrica.

La demanda eléctrica está retomando tasas de crecimiento consistentes con un país cuya economía está creciendo. Durante el año 2010 la demanda eléctrica en el SIC creció a un ritmo de 4,2%, pese a la caída de más de 10% que experimentó post terremoto. Esta estuvo contenida durante un par de años, lo que de alguna forma dió respiro a la escasez de oferta competitiva de energía en Chile y permitió acercar el sistema al equilibrio. Los precios que hemos visto en el mercado spot desde principios del año 2011, por encima de los 250 US\$/MWh, demuestran que aún falta incorporar capacidad de base competitiva en el sistema. Sabemos que esos costos de energía son altos y que más allá de aspectos coyunturales provocados por la sequía, debemos

procurar hacerlos converger a niveles más competitivos usando mecanismos de mercado.

Los proyectos actualmente en construcción en el SIC consolidarán el equilibrio en el mercado spot hasta el año 2014 aproximadamente. Sin embargo, con tasas de crecimiento de la demanda eléctrica cercanas al 6% como muchos expertos proyectan, es necesario ir preparando nuevos proyectos. Nuestra compañía, que planea mantener su cuota de participación en el mercado, está preparando sus opciones de crecimiento posteriores al 2014.

Durante el año 2010 ingresamos proyectos mini-hidro ubicados en la Región del Maule, al Sistema de Evaluación Ambiental: el proyecto La Mina de 30 MW y los proyectos ODT, Duao y Pando que juntos suman 3 MW. Paralelamente estamos trabajando en la ingeniería de prefactibilidad y factibilidad en varios puntos donde disponemos de derechos de agua. Para abrir nuevas opciones de crecimiento que sean renovables y competitivas, hemos participado en licitaciones de concesiones para exploración en geotermia. El año pasado nos adjudicamos 2 concesiones de exploración geotérmicas y estamos actualmente a la espera de los resultados de una segunda licitación llevada a cabo por el Ministerio de Minería a fines del año 2010.

En esta categoría de "proyectos post 2014" incluyo a HidroAysén que junto a nuestro socio Endesa queremos desarrollar en el sur de Chile. HidroAysén es un proyecto que podrá generar aproximadamente 18.000 GWh anuales, un 15% de la demanda estimada del año 2030.

En Colbún la gestión de riesgos es una tarea especialmente importante y esta tiene múltiples aristas. En el ámbito financiero hemos procurado extender el perfil de vencimiento de nuestra deuda y contamos con una posición de liquidez que nos permite

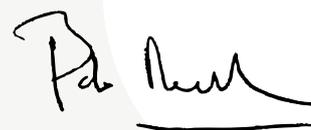
decir con un rango de certeza amplio que disponemos de los recursos para terminar el plan de inversiones que estamos desarrollando. La exposición a monedas y tasas de interés, así como los riesgos de contraparte también están abordados. Hemos diversificado nuestras fuentes de financiamiento accediendo al mercado de deuda pública norteamericana a través de la emisión de nuestro primer Yankee Bond. En el ámbito comercial sometemos a prueba los niveles de contratación utilizando modelos de simulación y usando también mitigantes como opciones de petróleo o seguros más complejos. Los riesgos ambientales y los índices de seguridad son igualmente importantes de manejar en nuestra actividad. En ese ámbito, el trabajo de preparación realizado durante los últimos 2 años fue clave para obtener la certificación del Sistema de Gestión Integrado bajo las normas ISO 14.001 y OSHAS 18.001, a finales del año 2010 para las 20 centrales en operación.

Las personas que trabajan en Colbún son para nosotros muy importantes. Somos una empresa que está cercana a tener 1.000 trabajadores y reconocemos un valor muy importante en este equipo humano. En los últimos 5 años hemos reclutado más de 400 personas lo que refleja no sólo el crecimiento de la compañía, sino la creciente complejidad del entorno y la solidez que estamos buscando darle a los procesos de negocios. Estamos muy orgullosos de haber implementado en toda la Compañía un esquema de evaluación de desempeño que combina variables del negocio, objetivos personales y factores cualitativos. Sin duda esto nos está permitiendo atraer talentos y retener los que hemos formado.

Una iniciativa que nos llenó de orgullo y que quisiera compartir con ustedes, porque demuestra también la calidad humana de nuestros trabajadores, fueron los dos días dedicados a construir casas para personas damnificadas por el terremoto. Más de 150 trabajadores de todas nuestras

plantas junto a sus familias se reunieron en las cercanías del complejo Colbún para construir 24 casas. En este mismo ámbito comprometimos un monto relevante para reconstruir el Liceo Marta Donoso Espejo en la ciudad de Talca. Haremos también un aporte significativo para construir un nuevo colegio en Coronel, ciudad que albergará nuestra central Santa María.

Finalmente deseo agradecer la colaboración y dedicación de todos nuestros trabajadores. A pesar de que el 2010 fue un año lleno de dificultades, gracias a su excelente y esforzado equipo humano, también fue un año de grandes logros para la Compañía. Gracias a su compromiso y lealtad, Colbún continúa creciendo, entregando valor para sus accionistas y aportando al desarrollo de Chile.



Bernardo Matte Larraín
Presidente del Directorio

EFECTOS EXTRAORDINARIOS EN EL RESULTADO NO OPERACIONAL EXPLICAN LA MENOR GANANCIA QUE OBTUVIMOS EN COMPARACIÓN AL AÑO 2009.

Sin embargo, Colbún mejora su margen EBITDA a 32%, favorecido por un menor nivel de contratación y la incorporación de condiciones comerciales en sus nuevos contratos consistentes con su estructura de costos.

Nuestros resultados del año 2010 presentan una ganancia de US\$ 112,3 millones, inferior a la ganancia de US\$ 234,4 millones que obtuvimos el año anterior. Cerramos el año 2010 con un EBITDA de US\$ 331,1 millones levemente por debajo los US\$ 336,6 millones del año 2009.

Los ingresos ordinarios del 2010 ascendieron a US\$ 1.024 millones, menores en US\$ 135 millones con respecto al año 2009 debido al menor nivel de ventas en 18%. Esta caída de los ingresos fue ampliamente compensada por la disminución de los costos, principalmente por menores compras de energía.

A pesar de las condiciones hidrológicas extremadamente secas que experimentamos durante el invierno del año 2010 y que redujeron nuestra generación hidráulica a 5,566 GWh, inferior en 15% respecto al año anterior, el margen EBITDA (EBITDA/Ingresos Ordinarios) subió desde 29% el 2009 a 32% el 2010. Este logro se obtuvo por un aumento del precio promedio de venta de 6% en comparación al año 2009 y una reducción del costo unitario promedio de 5% al tener que recurrir menos a la generación térmica o compras en el mercado spot producto del menor nivel de ventas mencionado anteriormente.

El resultado fuera de la operación tuvo una evolución desfavorable desde una ganancia de US\$ 30,9 millones en 2009 a una pérdida de US\$ 84,9 millones en 2010. Esta pérdida se explica parcialmente por la menor apreciación del peso en relación al dólar durante el 2010 (7,7%) con respecto al 2009 (20,3%), lo cual resultó en un menor ingreso por diferencias de cambio; y por ciertos eventos no recurrentes que provocaron efectos negativos en los resultados. Entre estos se

pueden mencionar el reconocimiento del valor justo de derivados de tasa de interés asociados al crédito sindicado, que al ser prepagado, perdieron su condición de instrumento de cobertura y se traspasó su valorización negativa de US\$ 15,7 millones desde patrimonio a resultado; y el gasto de US\$ 41,7 millones asociado al pago de indemnización por el término anticipado de

contratos de transporte de gas entre Colbún S.A. y Transportadora de Gas del Norte S.A. y HSBC Bank Argentina por el servicio entre la cuenca Neuquina en Argentina y la conexión con el gasoducto y GasAndes.

32%
de Margen EBITDA
durante
2010

Estados Financieros Consolidados Colbún S.A. (2009/2010)

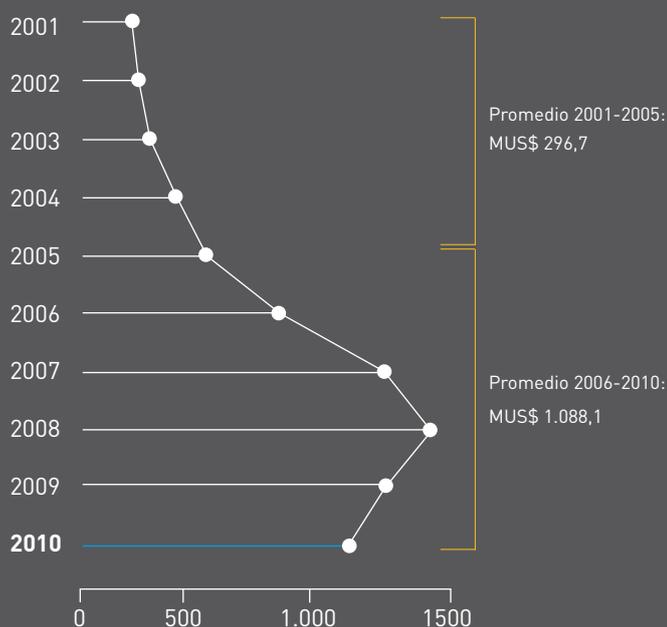
BALANCE (miles de US\$)

	2009	2010
Activo Corriente	969.024	1.088.849
Activo Fijo	4.184.750	4.431.568
Otros Activos	286.729	243.465
Total Activos	5.440.503	5.763.882
Pasivo Corriente	318.934	334.022
Pasivo no Corriente	1.676.720	1.926.944
Interés Minoritario	18.643	58
Patrimonio	3.426.206	3.502.858
Total Pasivos y Patrimonio	5.440.503	5.763.882

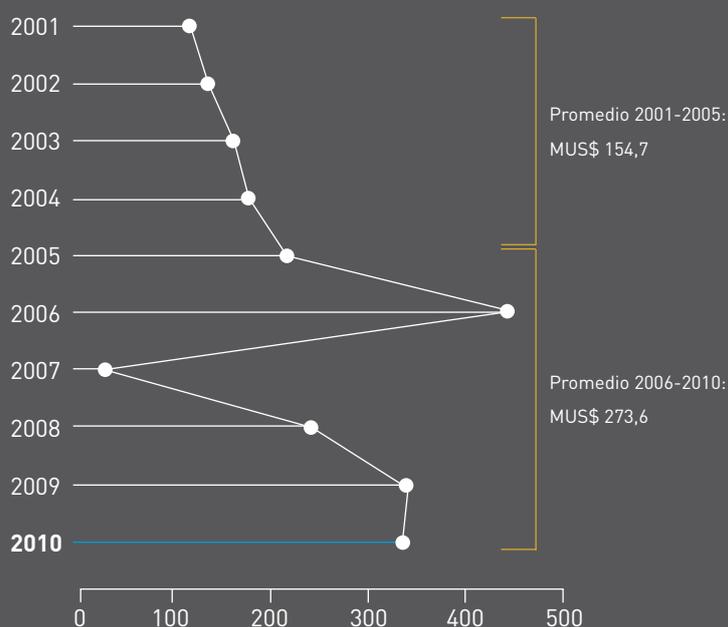
ESTADO DE RESULTADOS (miles de US\$)

	2009	2010
Ingresos Ordinarios	1.159.282	1.024.243
Consumo Mat. Primas y Mat. Sec.	(774.420)	(633.455)
Gastos de Personal	(33.553)	(37.626)
Depreciación y Amortización	(121.845)	(124.039)
Otros Gastos Varios de Operación	(14.697)	(22.121)
Resultado de Operación	214.767	207.002
EBITDA	336.612	331.041
Resultado fuera de Operación	30.861	(84.839)
Ganancia (Pérdida) antes de impuesto	245.628	122.163
Gasto (Ing) impuesto a las ganancias	6.505	6.270
Ganancia (Pérdida)	239.123	115.893
Ganancia atribuible a la controladora	234.367	112.284
Ganancia minoritaria	4.756	3.609

Ingresos ordinarios totales (miles de US\$)

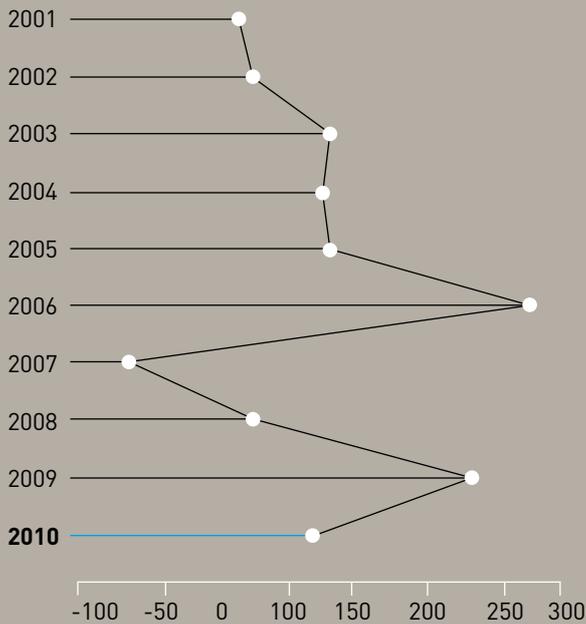


EBITDA (miles de US\$)

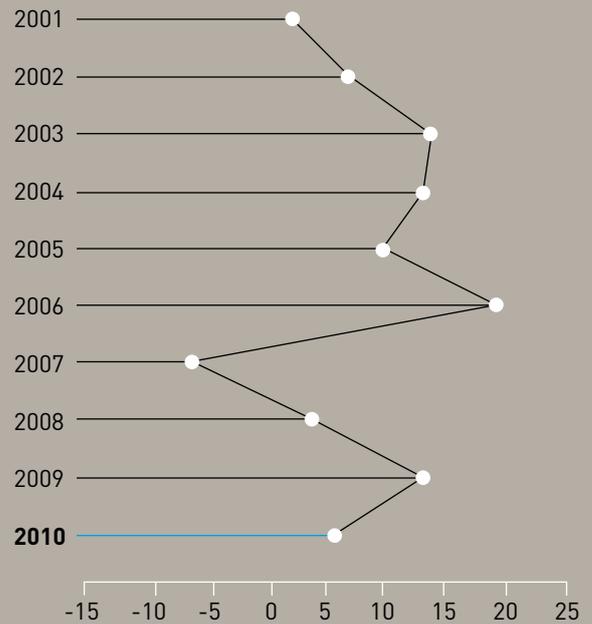


Indicadores de resultados

Ganancia controladora (miles de US\$)

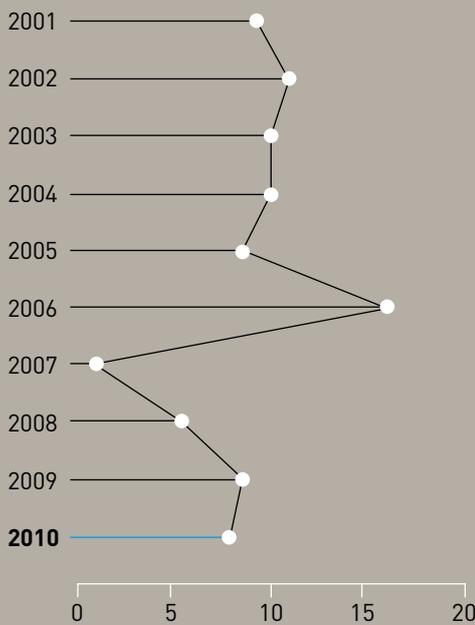


Ganancia controladora por acción (en US\$/1.000 acciones)

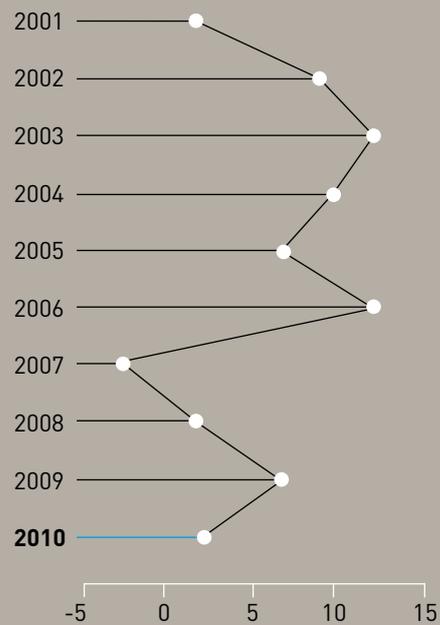


Indicadores de rentabilidad

EBITDA / Activo Fijo* (%)



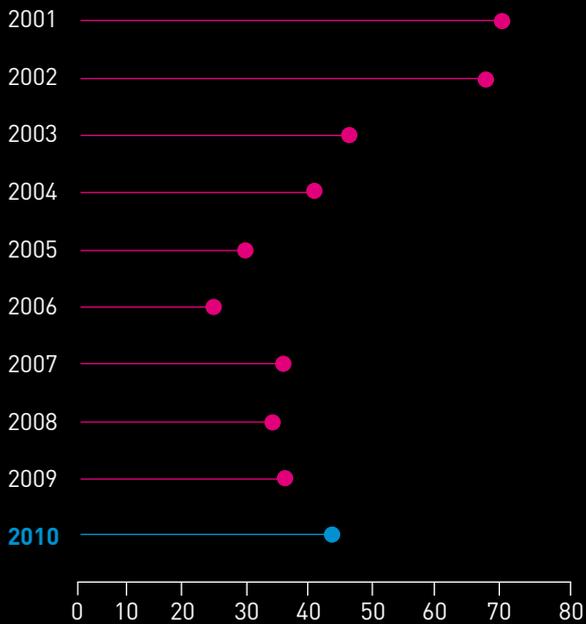
Ganancia controladora por acción / Patrimonio (%)



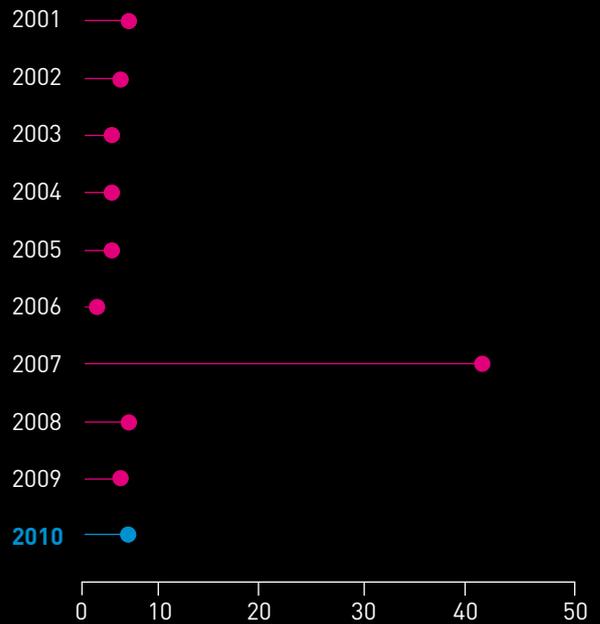
*El año 2009 contiene una revalorización del Activo Fijo producto de la adopción de IFRS. Asimismo, producto de esta nueva normativa contable, Colbún adoptó el dólar como moneda funcional, quedando los Activos Fijos denominados en esa moneda. Previamente los Activos Fijos se medían en Pesos Chilenos.

Indicadores de endeudamiento

Deuda / Patrimonio (%)

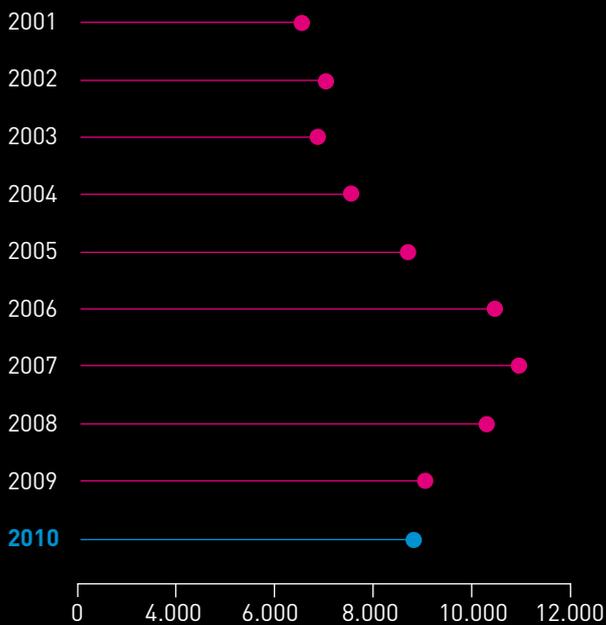


Deuda / Ebitda (%)

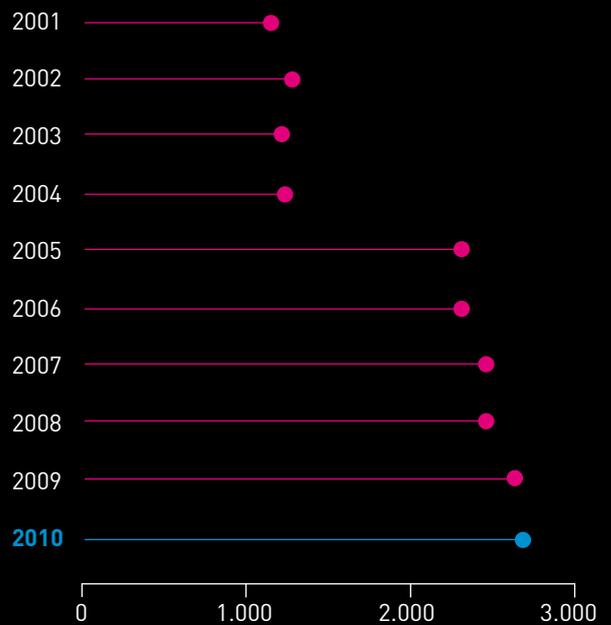


Indicadores de operaciones

Generación (en GWh)



Capacidad instalada (en MW)



DIRECTORIO Y ADMINISTRACIÓN

DIRECTORIO

Nuestro Directorio está formado por nueve miembros reelegibles indefinidamente, que pueden o no ser accionistas.

El Directorio designa al Gerente General, quien ejerce todas las facultades y contrae todas las obligaciones propias de su factor de comercio y aquellas otras que contempla la ley, así como las que el Directorio le otorgue en forma expresa.

Al 31 de diciembre del 2010, nuestro directorio estaba conformado por las siguientes personas.



Sentado, de izquierda a derecha:
Luis Felipe Gazitúa A.
Emilio Pellegrini R.
Bernardo Matte L.
Demetrio Zañartu B.

De pie, de izquierda a derecha:
Juan Hurtado B.
Arturo Mackenna I.
Sergio Undurraga S.
Eduardo Navarro B.
Fernando Franke G.

Bernardo Matte Larraín
Presidente
R.U.T.: 6.598.728-7
Ingeniero Comercial
U. de Chile

Emilio Pellegrini Ripamonti
Vicepresidente
R.U.T.: 4.779.271-1
Ingeniero Civil Industrial
U. de Chile

Juan Hurtado Vicuña
Director
R.U.T.: 5.715.251-6
Ingeniero Civil
U. de Chile

Arturo Mackenna Iñiguez
Director
R.U.T.: 4.523.287-5
Ingeniero Civil Industrial
U. de Chile

Sergio Undurraga Saavedra
Director
R.U.T.: 4.280.259-K
Ingeniero Comercial
P.U.C.

Eduardo Navarro Beltrán
Director
R.U.T.: 10.365.719-9
Ingeniero Comercial
P.U.C.

Fernando Franke García
Director
R.U.T.: 6.318.139-0
Ingeniero Comercial
U. Adolfo Ibáñez

Luis Felipe Gazitúa Achondo
Director
R.U.T.: 6.069.087-1
Ingeniero Comercial
U. de Chile

Demetrio Zañartu Bacarreza
Director
R.U.T.: 10.750.189-4
Ingeniero Civil Industrial
P.U.C.



ORGANIGRAMA

DIRECTORIO

GERENTE GENERAL
Bernardo Larraín M.

LEGAL
Rodrigo Pérez S.

ASUNTOS CORPORATIVOS
Carlos Abogabir O.

ORGANIZACIÓN Y RR.HH.
Paula Martínez O.

DIVISIÓN DE NEGOCIOS Y GESTIÓN DE ENERGÍA
Juan Eduardo Vásquez M.

- Gestión Comercial
- Desarrollo y Nuevas Tecnologías
- Gestión de Riesgo
- Mercado CDEC
- Transmisión Eléctrica

DIVISIÓN DE GENERACIÓN
Enrique Donoso M.

- Generación Hidráulica
- Generación Térmica
- Desarrollo Sustentable
- Gestión Técnica

DIVISIÓN DE INGENIERÍA Y PROYECTOS
Eduardo Lauer R.

- Ingeniería
- Administración y Contratos
- Construcción
- Proyectos

DIVISIÓN DE FINANZAS Y ADMINISTRACIÓN
Cristián Morales J.

- Operaciones Financieras
- Control de Gestión
- Contabilidad
- Administración y T.I.

Sentado, de izquierda a derecha:
Bernardo Larraín M., Rodrigo Pérez S.,
Eduardo Lauer R., y Enrique Donoso M.

De pie, de izquierda a derecha:
Juan Eduardo Vásquez M.,
Cristián Morales J. y
Carlos Abogabir O.

Rodrigo Pérez Stieповic
Gerente Legal
R.U.T.: 10.313.675-K
Abogado
P.U.C.

Eduardo Lauer Rodríguez
Gerente División de Ingeniería
y Proyectos
R.U.T.: 6.994.492-2
Ingeniero Civil Mecánico
Fach Hochschule de München

Enrique Donoso Moscoso
Gerente División Generación
R.U.T.: 7.082.548-1
Ingeniero Civil
P.U.C.

Bernardo Larraín Matte
Gerente General
R.U.T.: 7.025.583-9
Ingeniero Comercial
P.U.C.

Carlos Abogabir Ovalle
Gerente de Asuntos
Corporativos
R.U.T.: 10.147.751-7
Ingeniero Civil Industrial
U. de los Andes

Cristián Morales Jaureguiberry
Gerente División Finanzas
y Administración
R.U.T.: 7.106.267-8
Ingeniero Civil Industrial
U. de Chile

Juan Eduardo Vásquez Moya
Gerente División Negocios y
Gestión de Energía
R.U.T.: 7.868.160-8
Ingeniero Civil Electricista
U. de Chile

Paula Martínez Osorio
Subgerente Organización
y Recursos Humanos
R.U.T.: 14.449.738-4
Psicóloga
Universidad Diego Portales

RESEÑA HISTÓRICA



1983

Se inicia la construcción del proyecto Colbún-Machicura, conformado por las centrales Colbún y Machicura.



1985

Entran en funcionamiento las centrales hidroeléctricas Colbún y Machicura.



1986

A partir del acuerdo de división de la Empresa Nacional de Electricidad S.A., Endesa, se crea la Empresa Eléctrica Colbún Machicura S.A., actual Colbún S.A.



1996

Entra en funcionamiento la central hidroeléctrica San Ignacio.



2002

Se inicia la operación comercial de la central térmica de ciclo abierto Nehuenco III.



2004

Entra en servicio la central térmica Nehuenco II de ciclo combinado.



2005

Comienza la operación comercial de la central térmica de ciclo abierto Candelaria.

Minera Valparaíso S.A., filial del Grupo Matte, se convierte en el controlador de Colbún S.A. luego de la fusión con Hidroeléctrica Cnelca S.A.

Se inicia la operación de la central termoeléctrica de ciclo abierto Antilhue.



2006

Tractebel vende la totalidad de su participación en Colbún S.A. En esta venta la sociedad Antarchile S.A., relacionada al grupo Angelini, adquiere un 9,53% de la propiedad de Colbún S.A.

Se crea una sociedad para el desarrollo del proyecto Aysén, aportando Colbún S.A. un 49% del capital de la sociedad Hidroaysén.



1997

CORFO deja de controlar la Compañía al vender un 37% de su participación en Empresa Eléctrica Colbún Machicura S.A.



1998

Entra en servicio la central hidroeléctrica Rucúe.



1999

Comienza la operación comercial de la central térmica de ciclo combinado Nehuenco I.



2001

CORFO vende la mayoría de sus acciones en el mercado accionario local y se cambia el nombre de la Compañía a Colbún S.A.



2007

Entra en servicio la central hidroeléctrica de pasada Quilleco.

Entra en funcionamiento la operación dual (gas natural y petróleo diésel) de la central Nehuenco II.

Se pone en servicio la central hidroeléctrica de pasada Chiburgo, constituyéndose en la primera central dentro del marco de la ley que promueve las energías renovables no convencionales.

En las primeras licitaciones de las empresas distribuidoras, Colbún se adjudica contratos de suministro con plazos de 10 a 15 años, con CGED, SAESA y Chilectra por 2.800 GWh anuales, a partir de 2010; y 2.500 GWh anuales, a partir de 2011.



2008

Puesta en servicio de la central hidroeléctrica Hornitos.

Se registraron dos proyectos ante la Junta Directiva del Desarrollo Limpio de Naciones Unidas: las centrales hidroeléctricas de pasada Quilleco (71 MW) y Hornitos (55 MW), las que en conjunto permitirán una reducción anual de 280.000 toneladas de CO₂.



2009

Comienza la aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera y se adopta como moneda funcional el dólar de los EE.UU.

En el marco de las licitaciones de empresas distribuidoras, Colbún se adjudica contratos de suministro con CGED por 1.500 GWh anuales, a partir de 2010, más un bloque variable de 150 GWh.

Se inicia la operación de la central termoeléctrica de ciclo abierto Los Pinos.

COLBÚN CON UN PORTAFOLIO DE CONTRATOS QUE SE VA AJUSTANDO A SU MIX DE GENERACIÓN





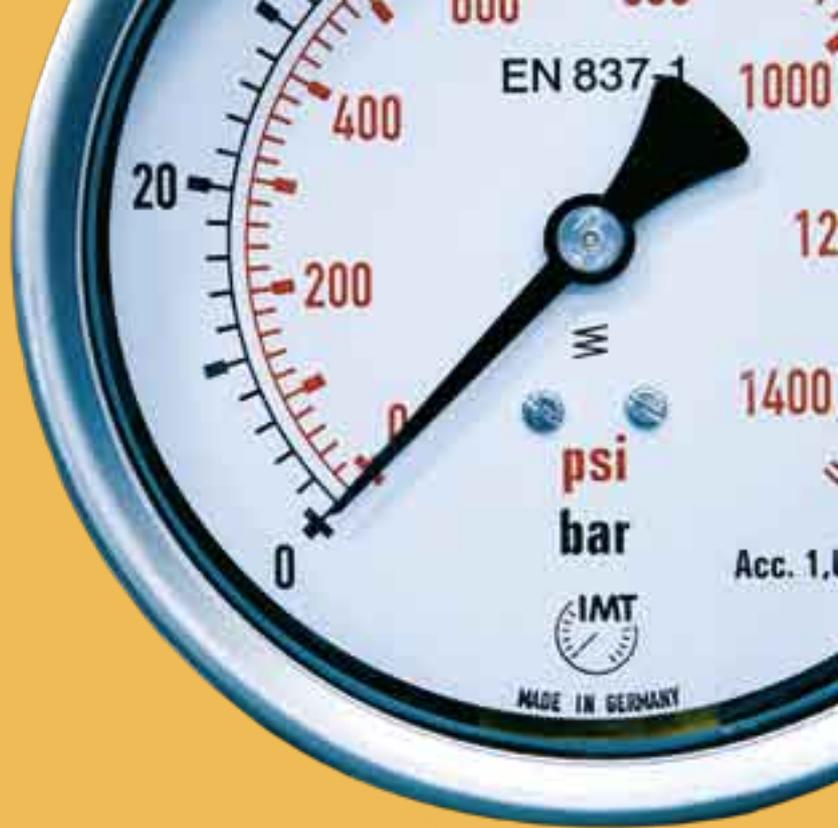
PÁG. 29

Turbina Unidad N°2, Central Hidroeléctrica Chiburgo.



EL SECTOR HA SIDO CAPAZ DE SATISFACER LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD EN CHILE, QUE HA CRECIDO A UNA TASA ANUAL COMPUESTA DEL

4,1%
entre
2001 y 2010



REGULACIÓN

Marco regulatorio basado en criterios de eficiencia y seguridad.

Descripción de los fundamentos y las modificaciones del marco regulatorio para el sector eléctrico chileno.

Introducción

El sector eléctrico chileno cuenta con un marco regulatorio que en sus ejes principales se ha mantenido vigente durante las últimas tres décadas. Esto ha permitido el desarrollo de una industria con un alto nivel de participación de capital privado. El sector ha sido capaz de satisfacer la demanda de electricidad, que ha crecido a una tasa anual compuesta del 4,1% entre 2001 y 2010.

Dicho marco regulatorio, que norma el sector eléctrico chileno y nuestras operaciones, se compone principalmente de las siguientes leyes:

LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS: DFL No 1 de 1982, cuyo texto sistematizado y refundido se encuentra en el DFL N°4-2006, que contiene las principales modificaciones:

“Ley Corta 1”, Ley No 19.940, promulgada en 2004. Esta ley introdujo (i) la nueva regulación aplicable a la red de transmisión, el desarrollo del sistema de transmisión y las tarifas que los dueños de las instalaciones de transmisión pueden cobrar a los usuarios

del sistema y (ii) la regulación en cuanto a fiabilidad y de servicios auxiliares.

“Ley Corta 2”, Ley No 20.018, promulgada en 2005. Esta ley establece el marco de las licitaciones para el suministro de energía a los usuarios regulados a través de contratos de largo plazo hasta 15 años de duración. Estos contratos están indexados al índice de inflación de EE.UU. y otros índices de combustibles de referencia.

Ley No 20.257, una modificación a la Ley General de Electricidad, promulgada en 2008. Esta modificación promueve el uso de energías renovables no convencionales (“ERNC”). La ley define los diferentes tipos de tecnologías consideradas como ERNC. Bajo esta ley, las empresas de generación tienen que suministrar el 5% de la totalidad de sus obligaciones contractuales posteriores al 31 de agosto 2007 para el período comprendido entre 2010 y 2014 con ERNC. La obligación de suministro de electricidad con ERNC se incrementará anualmente en un 0,5% hasta el año 2024, cuando se alcanzará el 10% del total de las obligaciones contractuales.



Canal de Desagüe, Central Hidroeléctrica San Clemente.

LEY DE MEDIOAMBIENTE: la ley de “Bases Generales del Medioambiente” (19.300) regula y establece el marco ambiental en Chile. Esta norma fue modificada a principios del 2009 por la ley 20.417, la cual transformó la institucionalidad ambiental hasta ese momento vigente. Dentro de las principales reformas, se encuentra la creación del Ministerio de Medioambiente, Superintendencia de Medioambiente y los Tribunales Ambientales y el Servicio de Biodiversidad y Áreas Silvestres Protegidas. Dentro de estos cambios se encuentra la reformulación de las sanciones. La Superintendencia de Medioambiente por su parte tendrá la facultad de dar sanciones las cuales pueden llegar hasta US\$ 8.800.000. Adicionalmente, existen numerosas leyes, reglamentos, decretos y ordenanzas municipales que pueden regular nuestras operaciones, o el desarrollo de nuevos proyectos, con fines de protección del medioambiente.

CÓDIGO DE AGUAS: los derechos de agua se rigen por el Código de Aguas, que define cómo estos se pueden adquirir, define cuáles son sus características y cómo se pueden constituir y usar legalmente. Los derechos de agua son otorgados por la Dirección General de Aguas o “DGA”. El Código de Aguas data desde hace más de 50 años y fue modificado por última vez el año 2005, para establecer, entre otras cosas, el pago de una patente por los derechos de agua sin uso.

El Marco Regulatorio del Mercado Eléctrico

Tres entidades gubernamentales velan por la aplicación y el cumplimiento de la Ley de Electricidad: la Comisión Nacional de Energía (CNE), la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y el Ministerio de Energía. La CNE calcula las tarifas reguladas y, entre otras funciones regulatorias, prepara una recomendación del plan de expansión del sistema para 10 años, que debe ser coherente con los precios de nudo calculados. La SEC establece y vela por el cumplimiento de las normas técnicas

del sistema. El Ministerio de Energía tiene como objetivo fundamental elaborar y coordinar planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

El modelo de operación del sector

La operación del sector se basa en un esquema de costo marginal (costo que incurre el sistema para suministrar una unidad adicional de demanda), que incluye a su vez los criterios de seguridad y eficiencia en la asignación de los recursos.

Para cumplir con el objetivo de “eficiencia”, las empresas generadoras coordinan sus operaciones a través del CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga) que busca minimizar los costos de operación y fallas del sistema eléctrico, además de velar por la calidad y seguridad del servicio prestado por las empresas de generación y transmisión. El objetivo principal del sistema de despacho del CDEC es asegurar que la demanda de electricidad esté servida por las unidades más eficientes disponibles en cada instante. El CDEC despacha las plantas en orden ascendente de sus respectivos costos variables de producción, comenzando con las plantas de más bajo costo. El costo variable de la unidad más cara que se encuentra operando representa el costo marginal del sistema y determina el precio de la energía en el mercado spot en cada hora y se mide en US\$/MWh. Las plantas con costos variables más bajos que el precio spot ganan un margen por la producción entregada al sistema. En cambio, la última unidad despachada por el CDEC solo podrá recuperar sus costos variables de producción porque sus costos variables son iguales al precio spot. En cada momento, las empresas generadoras satisfacen sus compromisos contractuales de venta con electricidad despachada por el CDEC, ya sea producida por ellos mismos o comprada a otras empresas generadoras a través del mercado spot.

Para poder cumplir con el objetivo de “seguridad”, el modelo de tarificación también contempla un “cargo por potencia”. Es una remuneración adicional para los generadores que mantienen disponibles sus plantas y que busca dar incentivos para disponer de capacidad de respaldo en el sistema. La CNE fija el precio de la potencia cada 6 meses y se mide en US\$/KW por mes. El precio se determina en función de una tasa de rentabilidad sobre el monto de inversión en una unidad termo diésel eficiente para absorber las demandas en hora de punta. Dado que la demanda máxima del sistema es inferior a la capacidad total instalada, el CDEC calcula anualmente el total de la remuneración por potencia asociada con la demanda máxima del sistema y la distribuye proporcionalmente entre los generadores en función de su “capacidad firme”. Para determinar esta capacidad firme, el CDEC toma en consideración estadísticas de disponibilidad de cada planta y asume un escenario hidrológico seco para las centrales hidráulicas, entre varios otros factores. Los generadores cobran el cargo por potencia a sus clientes y el CDEC se encarga de reliquidar periódicamente las diferencias entre los generadores para asegurar que cada uno se quede con los ingresos por potencia proporcionales a su capacidad firme.

El modelo de comercialización del sector

Las empresas generadoras pueden elegir entre: (i) comprometerse a vender energía a clientes a través de contratos (en general de mediano/largo plazo), (ii); o vender su producción de energía a otras empresas generadoras deficitarias en el mercado spot, (iii); u optar por una combinación de ambos. Más adelante veremos que esta definición es la parte central de nuestra política comercial.

Los generadores pueden firmar contratos con 3 tipos de clientes:

- En el mercado de clientes regulados, constituido por empresas distribuidoras, los generadores venden energía a través de

contratos de largo plazo a precios obtenidos en procesos de licitaciones reguladas, denominados Precios de Nudo de Largo Plazo. En los contratos suscritos antes del 2005 el precio de venta de la energía estaba sujeto al llamado Precio de Nudo de Corto Plazo. El Precio de Nudo de Corto Plazo es determinado semestralmente por la Comisión Nacional de Energía (CNE) mediante una metodología que calcula el promedio de los costos marginales o precios spot esperados para los 48 meses siguientes, sobre la base de supuestos de nueva capacidad, crecimiento de la demanda, costos de los combustibles, entre otros. A partir de la publicación de Ley Corta 2 en mayo de 2005, los precios de venta a las distribuidoras deben surgir de licitaciones públicas, abiertas y transparentes. Dichos precios varían según cada contrato. Por lo tanto, en la medida que vayan terminando los contratos suscritos antes del 2005, el Precio de Nudo de Corto Plazo calculado por la CNE dejará de ser usado para las ventas a distribuidoras. Los Precios de Nudo de Largo Plazo incluyen fórmulas de indexación que incorporan indexadores tales como el índice de inflación en Estados Unidos, índices de precios de los combustibles como el diésel y el carbón, e incluso indexaciones al precio de energía en el mercado spot.

- Los clientes libres son aquellos que tienen una potencia conectada superior a 2.000 KW, y que negocian libremente sus precios con sus proveedores. Los usuarios con una potencia conectada entre 500 KW y 2.000 KW, pueden optar por un régimen de precios libres o a Precios de Nudo de Largo Plazo, con un período de permanencia mínimo de cuatro años en cada régimen. Los precios pactados con los clientes libres suelen incluir mecanismos para compartir riesgos con los generadores a través de fórmulas de indexación a los precios de combustibles o a los precios spot, u otras variables que reflejen los reales costos de suministro que tiene un generador.

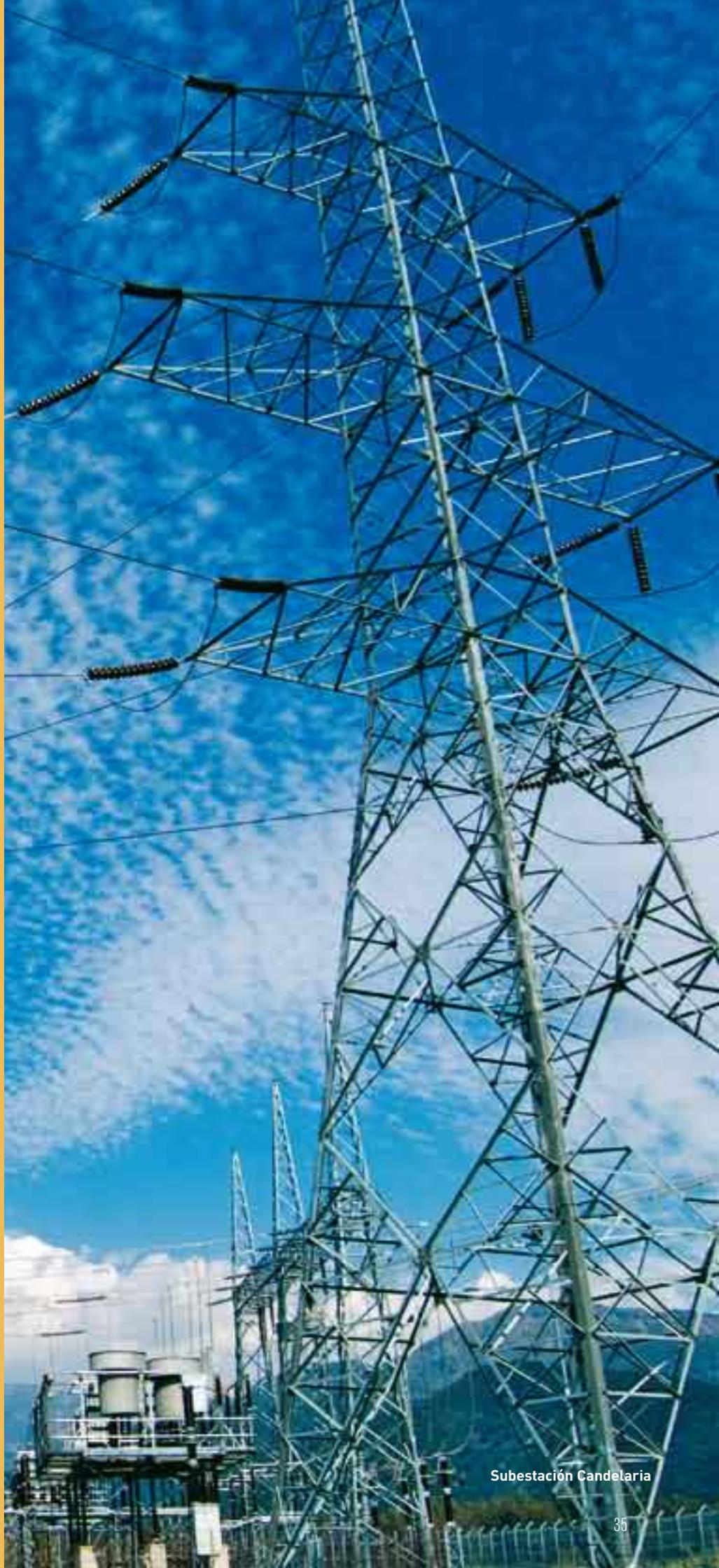


•Finalmente, existe la posibilidad que un generador se comprometa a entregar energía a otro generador mediante un contrato cuyo precio se negocia libremente.

Como mencionamos anteriormente, los excedentes o déficit de energía y potencia entre los compromisos contractuales, la generación y capacidad firme propia se saldan entre los generadores en el mercado spot. Las diferencias entre los consumos de clientes y la producción propia se producen dado que las órdenes de despacho son exógenas a cada generador, tal como lo presentamos en el modelo de operación del sector.

Regulación del sector Transmisión

Para inyectar la electricidad al sistema y suministrar energía y potencia eléctrica a nuestros clientes, utilizamos instalaciones de transmisión de nuestra propiedad y de terceros. La legislación clasifica al sistema de transmisión en tres tipos de sistemas: Sistema de Transmisión Troncal, Sistema de Subtransmisión y Sistema de Transmisión Adicional. Se establece una metodología transparente, participativa y regulada en la determinación de las tarifas por el uso de los Sistemas Troncal y de Subtransmisión, y deja el uso de los Sistemas Adicionales a una negociación bilateral entre propietario y usuario. La ley otorga a los Sistemas de Transmisión Troncal y a los Sistemas de Subtransmisión el carácter de servicio público y consecuentemente este tipo de instalaciones tiene acceso abierto, es decir, el propietario no puede restringir la conexión a ningún usuario interesado. Las empresas transmisoras recuperan su inversión a través de tarifas que, dependiendo de la clasificación de las instalaciones, se cobran a los generadores o a los clientes o a ambos. Las tarifas de Transmisión Troncal y de Subtransmisión son reguladas y se fijan cada 4 años por decreto del Ministerio de Energía.



Subestación Candelaria



Central Hidroeléctrica Machicura.

Desarrollo del mercado eléctrico en 2010.

A pesar de los daños causados por el terremoto, la demanda de electricidad en el SIC se recupera en el 2010 tras 2 años de estancamiento y crece en 4,2% con respecto al año 2009.

Por el lado de la oferta, el invierno seco del año 2010 hace caer el aporte porcentual de la hidroelectricidad a su punto más bajo de la historia reciente.

Chile cuenta con 4 sistemas interconectados y Colbún opera en el de mayor tamaño, el Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende desde Taltal por el norte, hasta la Isla Grande de Chiloé por el sur, en donde alcanzamos la segunda mayor participación de mercado (ver Tabla N°1). El SIC cubre un territorio con una longitud de aproximadamente 2.100 km. y el consumo de esta zona representa cerca del 75% de la demanda eléctrica de Chile, con una capacidad instalada de 11.845 MW al cierre del año 2010. El SIC cubre aproximadamente el 92% de la población de Chile, mayoritariamente clientes residenciales.

Evolución de la Demanda, la Oferta y los Precios Spot

La demanda de electricidad en el SIC creció a una tasa anual compuesta de 3,9% entre 2001 y 2010, sin embargo, disminuyó por primera vez en 20 años en 1,2% durante el año 2008, y decreció nuevamente en 0,2% durante el año 2009. Este patrón atípico de caída en la demanda se debió principalmente a la desaceleración económica mundial por la crisis del 2008 que, junto a los altos precios de la electricidad que se registraron los últimos años producto de sequías, la crisis de suministro de gas natural argentino y altos precios de los combustibles, dió lugar a un menor consumo de energía. La

recuperación de la actividad económica ha reanudado el crecimiento de la demanda, tal como se vió reflejado durante el segundo semestre del 2010. En su último informe definitivo de precio de nudo en octubre del 2010, la CNE proyectó un crecimiento anual compuesto de la demanda de electricidad del 6,3% para los próximos cinco años.

Durante el año 2010 la producción bruta total de energía del SIC alcanzó un total de 43.157 GWh, lo que equivale a ventas de energía a clientes de 41.061 GWh. En términos mensuales, las principales contracciones de la demanda se presentaron en los meses de febrero y marzo con un -0,04% y -10,2% respectivamente, donde el mes de marzo se vió afectado fuertemente por el terremoto del 27 de febrero. Por su parte, la demanda horaria máxima del sistema ocurrió en el mes de diciembre del 2010 y fue de 6.482 MW, valor que resultó 5,5% superior al año 2009 que se situó en 6.145 MW.

En la Tabla N°2 se indica la evolución de la generación por tipo de combustible en el SIC para los años 2007, 2008, 2009 y 2010. Desde el año 2007, el diesel vino a reemplazar el gas natural proveniente de Argentina, pero su uso se redujo durante el año 2009 y 2010 producto de la incorporación de nueva capacidad base en el SIC, además de la llegada del GNL a Chile en agosto 2009.

TABLA N°1:

PARTICIPACIÓN DE MERCADO POR EMPRESA EN EL SIC A DICIEMBRE 2010 (% DEL TOTAL DE LA CAPACIDAD INSTALADA)

Grupo Empresarial	Participación de Mercado
ENDESA	43,2%
COLBÚN S.A.	21,9%
AES GENER	18,7%
OTROS	16,2%
TOTAL	100,0%

TABLA N°2:

PARTICIPACIÓN DE CADA TIPO DE COMBUSTIBLE EN LA GENERACIÓN TOTAL DEL SIC PARA LOS AÑOS 2007, 2008, 2009 Y 2010

	2007	2008	2009	2010
Hidro	53%	56%	59%	49%
Gas	6%	3%	2%	2%
GNL	0%	0%	2%	14%
Carbón/petcoke	16%	16%	17%	20%
Diésel	23%	22%	17%	12%
Eólica	0%	0%	0%	1%
Otros	2%	2%	2%	1%
Total	100%	100%	100%	100%

La capacidad base se refiere a las plantas que tienen un costo variable relativamente bajo y que por lo tanto son las más probables en ser despachadas por el CDEC, como las plantas hidráulicas, las plantas eólicas y las centrales que operan con carbón.

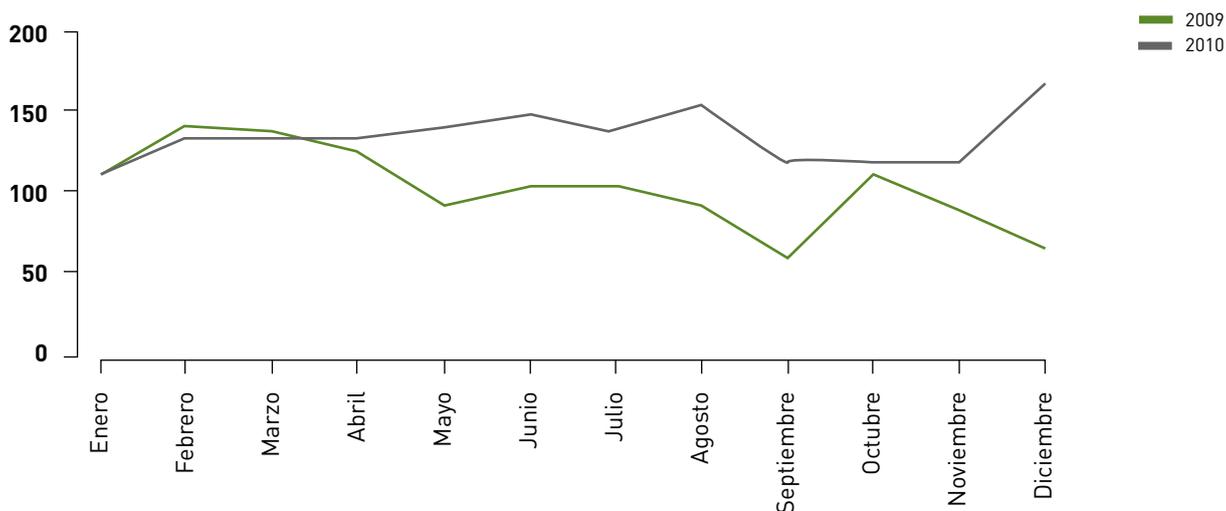
Durante el año 2010, se produjo una menor generación hidráulica debido a la seca condición hidrológica del año. Lo anterior, significó un aumento en la generación térmica con gas natural en el SIC, producto de la operación del terminal Quintero durante todo el año versus el año 2009, en el cual, empezó a operar recién a partir de agosto en adelante. Por otra parte, el índice de precio del WTI subió de un promedio de

63 US\$/bbl en 2009 a 80 US\$/bbl en 2010, principalmente motivado por la recuperación económica mundial.

En resumen, el crecimiento de la demanda, la menor producción hidroeléctrica y el mayor precio del petróleo, explican en gran medida el aumento del costo marginal desde un promedio de 105 US\$/MWh en 2009 a 135 US\$/MWh en 2010 (medido en la subestación Quillota 220 kV).

El Gráfico N°1, refleja los costos marginales mensuales registrados en el año 2010. Para efectos comparativos, también se muestran los costos marginales de energía del año 2009.

GRÁFICO N°1: COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA EN QUILLOTA (US\$ / MWH)



HECHOS RELEVANTES EN EL 2010 QUE AFECTAN EL MARCO REGULATORIO DEL SECTOR.

Con fecha 6 de febrero del 2010 fue publicado en el diario oficial el reglamento de la Ley 20.304, Sobre Operación de Embalses Frente a Alertas y Emergencias de Crecidas, conocida como la Ley de Embalses. En el marco de este reglamento, con fecha del 15 de junio del 2010, la Dirección General de Aguas (DGA) emitió la Resolución Exenta DGA N°1579, en la cual declara al Embalse Colbún como embalse de control.

La declaración del embalse Colbún como embalse de control se originó en función de su capacidad de almacenamiento, su capacidad de conducción y amortiguación del cauce afluente, características que le permiten amortiguar crecidas y por efecto

evitar o mitigar situaciones de peligro para la vida, salud o bienes de la población. Dicha declaración para el Embalse Colbún trajo consigo una serie de obligaciones, entre las que destacan la elaboración de un Manual de Operación para Condición de Alerta de Crecidas y su respectivo Plan de Contingencia, así como el desarrollo de modelos complejos de estimación de crecidas en tiempo real, junto con la adecuación para su funcionamiento de los sistemas de monitoreo y cálculo.

Por otra parte un aspecto relevante en la operación futura del embalse Colbún, es el hecho de que la Ley nos obligará a realizar vertimientos anticipados a efecto de regular

una crecida, lo cual significa realizar vertimientos incluso antes de que se presente el afluente en el embalse Colbún.

213 MW

CUENCA DEL ACONCAGUA

- Los Quilos
Capacidad 39 MW
Inicio Operación: 1943
- Chacabuquito
Capacidad 29 MW
Inicio Operación: 2002
- Central Hornitos
Capacidad 55 MW
Inicio Operación: 2008
- Juncal
Capacidad 29 MW
Inicio Operación: 1994
- Blanco
Capacidad 60 MW
Inicio Operación: 1993
- Juncalito
Capacidad 1 MW
Inicio Operación: 1994

874 MW

COMPLEJO NEHUENCO

- Central Nehuenco I
Capacidad 368 MW
Inicio Operación: 1999
- Central Nehuenco II
Capacidad 398 MW
Inicio Operación: 2003
- Central Nehuenco III
Capacidad 108 MW
Inicio Operación: 2002

9 MW

CENTRAL CARENA

Capacidad 9 MW
Inicio Operación: 1943

270 MW

CENTRAL CANDELARIA

Capacidad 270 MW
Inicio Operación: 2005

100 MW

CENTRAL LOS PINOS

Capacidad 100 MW
Inicio Operación: 2009

- Centrales de ciclo combinado
- Centrales de ciclo abierto
- Centrales de embalse
- Centrales de pasada

MAPA DE LAS CENTRALES COLBÚN

¿CUÁL ES LA ESTRATEGIA DE COLBÚN EN ESTE ENTORNO?

Nuestra estrategia busca maximizar la rentabilidad a largo plazo de nuestra cartera de activos, acotando la volatilidad de nuestros resultados. Se alcanza ese objetivo mediante la operación eficiente de nuestras instalaciones, la aplicación de políticas comerciales que mantienen el equilibrio entre nuestra capacidad de generación y nuestros compromisos de venta de electricidad y la estructuración de mecanismos de cobertura para protegernos de condiciones hidrológicas extremas y precios de combustibles elevados; sin perjuicio que siempre habrá una volatilidad estructural dado nuestro relevante componente hidroeléctrico.

Queremos mantener una posición relevante en el Sistema Interconectado Central, con un nivel de participación de mercado similar al que tenemos actualmente, ampliando nuestra capacidad de generación para satisfacer la creciente demanda de

electricidad de los clientes tanto regulados como no regulados. Nuestro plan de desarrollo de nueva capacidad de generación se diseña y se implementa de acuerdo a los siguientes lineamientos:

- Privilegiar el empleo de fuentes de energías renovables.
- Diversificar nuestra matriz de energías primarias, de tal modo de no hacerla dependiente de un único recurso.
- Ofrecer a nuestros clientes un suministro de energía eléctrica seguro, competitivo y sustentable.
- Aportar al desarrollo de las comunidades en las que se encuentran nuestras actuales y futuras operaciones.

Actualmente estamos construyendo nuestra primera central a carbón, Santa María I de 342 MW, que se espera inicie su operación a fines del 2011. También hemos iniciado la construcción de dos proyectos hidroeléctricos: Angostura de 316 MW y San

Pedro de 150 MW.

Todos los proyectos en etapa de construcción y en etapa de estudio tienen la característica de ser capacidad base, con un componente renovable y un complemento térmico eficiente que permite enfrentar escenarios hidrológicos secos.

¿CUÁL ES LA BASE ACTUAL DE ACTIVOS DE COLBÚN?

Activos de generación

Nuestro parque de generación está formado por centrales hidráulicas (de embalse y de pasada) y por centrales térmicas (ciclos combinados y ciclos abiertos), que aportan una potencia de 2.620 MW al Sistema Interconectado Central (SIC).

Las centrales hidroeléctricas suman una capacidad de 1.273 MW y se distribuyen en 15 plantas: Colbún, Machicura, San Ignacio, Chiburgo y San Clemente, ubicadas en la Región del Maule; Rucúe y Quilleco, en

630 MW

CUENCA DE MAULE

- **Central Colbún**
Capacidad 474 MW
Inicio Operación: 1985
- **Central Machicura**
Capacidad 95 MW
Inicio Operación: 1985
- **Central San Ignacio**
Capacidad 37 MW
Inicio Operación: 1996
- **Central Chiburgo**
Capacidad 19 MW
Inicio Operación: 2007
- **Central San Clemente**
Capacidad 5 MW
Inicio Operación: 2010

249 MW

CUENCA DEL LAJA

- **Central Rucúe**
Capacidad 178 MW
Inicio Operación: 1998
- **Central Quilleco**
Capacidad 71 MW
Inicio Operación: 2007



103 MW

CENTRAL ANTILHUE

Capacidad 103 MW
Inicio Operación: 2005

172 MW

LAGO CHAPO

- **Central Canutillar**
Capacidad 172 MW
Inicio Operación: 1990

la Región del Biobío; Carena, en la Región Metropolitana; Los Quilos, Blanco, Juncal, Juncalito, Chacabuquito y Hornitos, en la Región de Valparaíso; y Canutillar, en la Región de Los Lagos. Las centrales Colbún, Machicura y Canutillar cuentan con sus respectivos embalses, mientras que las instalaciones hidráulicas restantes corresponden a centrales de pasada.

Las centrales térmicas suman una capacidad de 1.347 MW y se distribuyen en el complejo Nehuenco, ubicado en la Región de Valparaíso; la central Candelaria, en la Región de O'Higgins, la central Los Pinos en la Región del Biobío; y la central Antilhue, en la Región de Los Ríos.

Activos de transmisión

Tenemos 900 km de líneas de transmisión de simple y doble circuito, y 18 subestaciones. Estas líneas nos permiten transportar la producción desde nuestras centrales hasta los puntos de inyección al Sistema

Interconectado Central (SIC) o retirar electricidad desde este, para el transporte a los puntos de consumo de los clientes. Según la definición de la Ley General de Servicios Eléctricos (Ley Eléctrica), todas las líneas de Colbún pertenecen al Sistema de Transmisión Adicional, con excepción de 66 km. de líneas de 110 kV, que fueron calificadas como pertenecientes al Sistema de Subtransmisión en la correspondiente fijación de tarifas de Subtransmisión. Adicionalmente, a través de Transquillota Ltda., participamos en el 50% de la propiedad de la subestación San Luis y de la línea de 220 kV que conecta dicha subestación con el sistema troncal, en la subestación Quillota. Nuestro complejo Nehuenco y las centrales San Isidro y Quintero de Endesa que suman un total de 1.850 MW inyectan su producción al SIC mediante el sistema de transmisión de Transquillota.

Otros activos

Tenemos una participación de 42,5% en Inversiones Electrogas S.A. que a su vez es dueña de la empresa Electrogas S.A., la empresa que opera un gasoducto de 130 km. entre el terminal San Bernardo y Quillota, por medio del cual se abastece el complejo Nehuenco. Electrogas S.A. también opera un oleoducto de 21 km. entre Concón y Quillota, el que abastece de petróleo al mismo complejo y un gasoducto de 28 km entre Quintero y Quillota que permite transportar el gas natural regasificado desde el terminal de regasificación de gas natural licuado ubicado en Quintero.

¿CUÁL ES LA POLÍTICA COMERCIAL DE COLBÚN?

Nuestra política comercial procura maximizar la rentabilidad a largo plazo de nuestro portafolio de activos, acotando la volatilidad de nuestros resultados. Para lograr

lo anterior se busca un equilibrio entre el nivel de compromisos de venta de electricidad y la capacidad propia en medios de generación con un nivel aceptable de riesgo ante sequías y variación de precios de los combustibles, entre otros.

Como consecuencia de esta política, procuramos que las ventas o compras en el mercado spot no alcancen volúmenes importantes, debido a que sus precios presentan una alta variabilidad en función de la condición hidrológica y el precio de los combustibles. Cabe recordar que esta política se planifica y se diseña para extensos horizontes de tiempo, consistentes con los plazos de un sector como es el de la energía.

La clave es determinar el nivel óptimo de contratación

Los factores que tenemos que tomar en cuenta para optimizar la ecuación son varios: nuestra matriz de generación, los niveles de los precios de venta, los mecanismos de indexación, otros mecanismos y cláusulas para compartir riesgos con los clientes, las proyecciones de nueva capacidad propia y la del sistema, y las proyecciones de los precios spot, entre otros. Lo anterior, sumado a los antecedentes estadísticos y sofisticados modelos de simulación, nos permite determinar nuestro nivel óptimo de contratación.

De manera simplificada, comprometemos a través de contratos de largo plazo, la energía producida por nuestras instalaciones de capacidad base, tales como las instalaciones hidroeléctricas (asumiendo la generación bajo condiciones hidrológicas medias a secas) y nuestras instalaciones termoeléctricas eficientes (nuestra primera central a carbón que se encuentra en etapa de construcción).

Es importante tener presente que la política comercial no es el único instrumento para proteger los resultados de escenarios de hidrológicas secas extremas y precios de combustibles muy elevados que se puedan

dar en un año en particular. De hecho, si usáramos la política comercial para tal efecto, la consecuencia sería un nivel de contratos bajo y por lo tanto, sacrificar el otro objetivo, cual es, darle a nuestra base de activos una rentabilidad de largo plazo adecuada. Es más eficaz enfrentar la exposición a eventos extremos, a través de mecanismos de cobertura y teniendo una política financiera prudente.

¿CUÁL ES LA COMPOSICIÓN DE NUESTRA CARTERA DE CONTRATOS?

Nuestra cartera de clientes está compuesta por clientes regulados y libres.

A partir de enero 2010, experimentamos cambios significativos en nuestra base de clientes, las cantidades físicas de energía que nos comprometimos a suministrar y la incorporación de condiciones comerciales (precios e indexaciones) consistentes con la estructura de costos de nuestra matriz de generación y con nuestro plan de desarrollo. Los cambios más relevantes son la terminación de nuestro contrato con Chilectra (aproximadamente 4.000 GWh/año), el inicio de los nuevos contratos a largo plazo con CGE y SAESA y varias cooperativas eléctricas (con una demanda esperada para 2010 de alrededor de 3.300 GWh).

Producto de estos cambios, la demanda de nuestros contratos se redujo a 8.830 GWh en el año 2010, desde aproximadamente 9.600 GWh en 2009.

Los clientes durante el año 2010 fueron:

- Clientes regulados con contratos a Precio de Nudo de Largo Plazo Licitados: CGE Distribución S.A. para la Región Metropolitana, CGE Distribución S.A. para las regiones de O'Higgins, Maule, Biobío y de La Araucanía; Saesa S.A., Frontel S.A., Compañía Eléctrica de Osorno S.A., Cooperativa Eléctrica de Curicó Ltda., Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica Codiner Ltda., Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda., Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda., Cooperativa Regional Eléctrica Llan-

quihue Ltda., Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda., Cooperativa Eléctrica Charrúa Ltda., Energía del Limarí S.A. y Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda.

Finalmente, Conafe S.A. corresponde a un cliente regulado con contrato a Precio de Nudo de Corto Plazo.

- Clientes libres: Codelco para sus divisiones Andina y El Teniente; Cartulinas CMPC S.A. para su planta Maule, CMPC Celulosa S.A., Papeles Cordillera S.A. y CMPC Tissue S.A. para la fábrica de Puente Alto; Anglo American Sur S.A. (ex Compañía Minera Disputada de Las Condes Ltda.) para sus faenas de Los Bronces/Las Tórtolas, El Soldado y Chagres (este último contrato venció el 31 de diciembre de 2010); los clientes libres de Chilectra S.A., Metro S.A. y Planta La Farfana de Aguas Andinas S.A., ubicados en la Región Metropolitana, y Papeles Norske Skog Bío Bío Ltda. para su planta Concepción (cuyo contrato finalizó el 31 de diciembre de 2010).

Una parte de estas obligaciones contractuales tienen sus precios indexados al IPC de los Estados Unidos, una parte está indexada a los precios del diésel, del carbón y una fracción está indexada a los costos marginales del sistema.

En resumen, la composición de nuestra cartera de compromisos contractuales en 2010 se está ajustando a nuestra matriz de generación y sus costos variables.

Cabe señalar que a partir de enero 2011, entró en vigencia el contrato con Chilectra, adjudicado en 2007 por un máximo de 2.500 GWh al año. Este mayor nivel de contratación aumentará temporalmente la exposición de nuestros resultados a condiciones hidrológicas secas y alzas del precio del petróleo hasta que entre en operación la nueva central a carbón Santa María de 342 MW, programado para fines de 2011.



Piso principal de la caverna de máquinas, Central Hidroeléctrica Machicura.



Trabajo de mantenimiento mayor en el generador de la sala de máquinas, Central Hidroeléctrica los Quilos.

Reducción de nuestro nivel de contratación e incorporación de condiciones comerciales consistentes con nuestra estructura de costos.

Producto del terremoto del 27 de febrero la demanda del SIC experimentó fuertes variaciones, reduciéndose significativamente en los meses de marzo a mayo, para luego en el segundo semestre mostrar tasas de crecimiento mensuales superiores a la estadística y terminar el año con una tasa positiva de 4,2%.

GESTIÓN COMERCIAL

Sabiendo que el año 2010 era un año con una reducida exposición a potenciales aumentos en el precio del petróleo y condiciones hidrológicas secas, no se contrataron coberturas mediante opciones call, ni seguros híbridos.

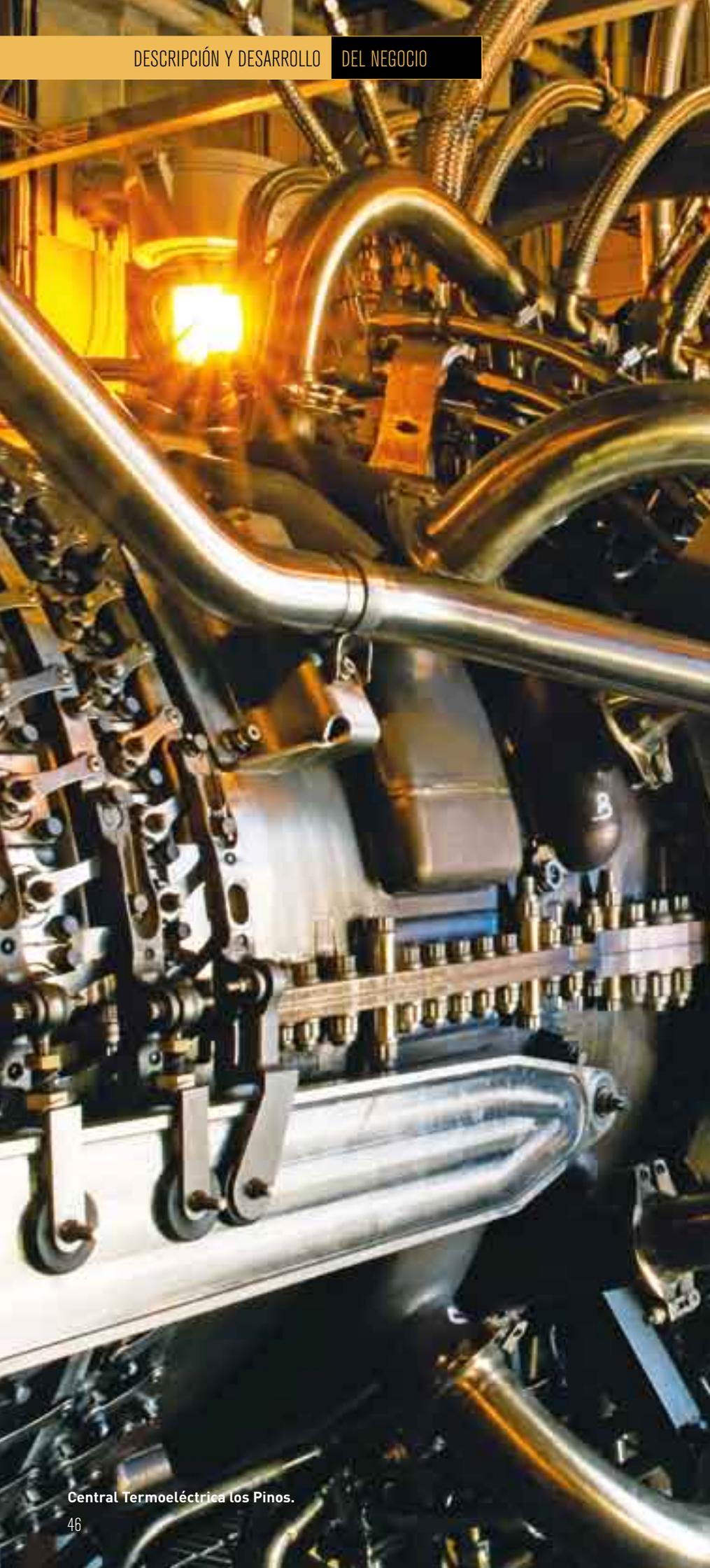
El foco de la gestión comercial 2010 fue reducir los costos de producción térmica mediante:

- La optimización del proceso de compra de petróleo diésel en los mercados internacionales.
- La obtención de suministro de gas natural para fines del año 2010 con el objeto de compensar la baja generación hidroeléctrica: acordamos con ENAP un suministro especial de gas natural proveniente de GNL desde la segunda quincena de noviembre hasta el 31 de diciembre de 2010, lo que permitió desplazar el consumo de diésel por gas natural durante este período.
- La firma de un acuerdo para el suministro de gas natural para el año 2011: perfeccionamos un acuerdo de suministro de gas natural proveniente de gas natural licuado

(GNL) con Enap Refinerías S.A., para la operación a plena capacidad de una unidad de ciclo combinado de nuestro Complejo Neuquén, por un plazo de 150 días a partir del 1° de enero del año 2011. El acuerdo contempla la posibilidad de extender el suministro hasta el 31 de diciembre de 2011.

- La implementación de un programa de cobertura del precio del petróleo a través de opciones call para cubrir potenciales alzas durante el año 2011.

En agosto se perfeccionó el "Acuerdo Transaccional" suscrito entre Colbún S.A. y Transportadora de Gas del Norte S.A. (TGN), que nos permitió terminar anticipadamente dos contratos de transporte de gas natural que teníamos con TGN y HSBC Bank Argentina S.A. Estos contratos venían originalmente después del año 2020, y significaban para Colbún un pago fijo anual de aproximadamente US\$ 15 millones.



Ventas de Energía

Nuestras ventas físicas del año 2010 se redujeron en un 18,1% respecto al año 2009, alcanzando a 9.474 GWh. Las ventas a clientes regulados se redujeron en un 20,2% (principalmente por el término del contrato con Chilectra S.A.). El volumen vendido a clientes libres, a precios no regulados, aumentó en 3,1%. Por su parte, las ventas spot aumentaron en 193,0%, alcanzando 645 GWh en 2010.

La composición trimestral de las ventas físicas de energía para los años 2009 y 2010 se muestra en la tabla N°1.

Durante 2010, las ventas de energía a empresas distribuidoras lograron un 40,1% de las ventas totales en tanto que el volumen vendido a industriales alcanzó el 53,1%. El restante 6,8% se vendió a generadoras a través del CDEC.

Ventas de Potencia

La potencia firme de nuestras centrales se redujo a 1.461 MW para el año 2010, en comparación a 1.486 MW el año 2009, principalmente como consecuencia de la entrada en operación de nuevas centrales

TABLA N°1: VENTAS DE ENERGÍA TRIMESTRALES (2009/2010)

VENTAS DE ENERGÍA AÑO 2009					
Trimestre	Distribuidoras GWh	Industriales GWh	CDEC GWh	Art 27 Trans* GWh	Total GWh
Ene-Mar	1.270	1.200	0	480	2.951
Abr-Jun	1.170	1.248	137	416	2.970
Jul-Sep	1.153	1.227	83	393	2.857
Oct-Dic	1.166	1.204	0	419	2.789
TOTAL	4.760	4.879	220	1.708	11.566

VENTAS DE ENERGÍA AÑO 2010					
Trimestre	Distribuidoras GWh	Industriales GWh	CDEC GWh	Art 27 Trans* GWh	Total GWh
Ene-Mar	980	1.120	121	-	2.221
Abr-Jun	955	1.236	318	-	2.508
Jul-Sep	924	1.367	122	-	2.413
Oct-Dic	940	1.308	85	-	2.332
TOTAL	3.798	5.031	645	-	9.474

* Corresponden a ventas que la Compañía debe realizar a empresas distribuidoras que se encuentran sin contratos de suministro.

de otros generadores a lo largo del ejercicio.

Los clientes regulados aumentaron su demanda de potencia en un 33,6%; la categoría "empresas distribuidoras sin contrato" desapareció dado que a partir del año 2010 todas las empresas distribuidoras en el SIC cuentan con contrato de suministro de electricidad; y los industriales y mineros aumentaron su demanda de potencia en un 5,5%. Por su parte, las ventas de potencia al CDEC aumentaron en un 13,9%.

En la tabla N°2 se indican las ventas de potencia a clientes y al CDEC de los últimos dos años.

Precios de Venta

En el gráfico N°1 se aprecia la evolución de los precios de referencia del sistema donde operamos.

La evolución de los costos marginales del sistema, tal como fue mencionado en la sección "Desarrollo del Mercado Eléctrico en 2010", subió producto de la mayor demanda de electricidad, la menor generación hidráulica y el alza de los precios promedio del petróleo diésel y del carbón

en comparación al año 2009.

El precio promedio que los generadores del sistema cobran directamente a sus clientes bajo contratos, denominado Precio Medio Libre, experimentó una leve baja durante 2010. Esto se debe a que muchos de estos precios tienen desfases por lo que los menores precios del segundo semestre del 2009 se reflejaron en el Precio Medio Libre del primer semestre del 2010, alcanzando para el año un precio monómico promedio de US\$ 91,1 por MWh en 2010.

Producto de la mantención de los costos marginales proyectados por la CNE en las 2 fijaciones tarifarias -principalmente debido a que los precios proyectados de los combustibles en ambas fijaciones tarifarias del año 2010 se habían mantenido estables y al alza del Precio Medio Libre- el Precio de Nudo definitivo, aplicado a los clientes regulados que aún tienen contratos antiguos vigentes, se ha incrementado en Alto Jahuel 220 kV desde 76,0 US\$/MWh en la fijación de octubre 2009 a 95,7 US\$/MWh en la fijación de octubre del 2010.



TABLA N°2: VENTAS DE POTENCIA PROMEDIO DE CADA AÑO (MW)

VENTAS PROMEDIO DE POTENCIA (MW)		
Tipo de cliente	2009	2010
Distribuidores	495	662
Industriales	599	632
Sin Contrato	245	0
CDEC	147	167
Total	1.486	1.461

Consumo de Gas Natural

Las entregas de gas natural desde Argentina durante el año 2010, fueron de 68,7 millones de m³, provenientes en su totalidad de gas contractual y fueron de baja relevancia para las necesidades de la Compañía. Además, se recibieron 188,9 millones de m³ de gas proveniente de GNL de operadores locales.

El consumo de gas natural aumentó considerablemente a finales de octubre, debido al acuerdo logrado con ENAP, mencionado anteriormente.

En el gráfico N°2 se ilustra el consumo mensual de gas natural en las centrales del complejo Nehuenco y las centrales Candelaria, para los años 2009 y 2010.

Consumo de Petróleo Diésel

El total del petróleo diésel consumido durante el año 2010 fue de 526 miles de m³, principalmente dentro del período comprendido entre los meses de febrero y octubre, producto de las condiciones hidrológicas y de demanda del SIC, que durante la mayor parte de ese período hicieron necesario el despacho de los dos ciclos combinados de Colbún.

En el gráfico N°3 se ilustra el consumo total mensual de petróleo diésel de las centrales térmicas de Colbún, para los años 2009 y 2010.

El petróleo diésel fue transportado a las centrales Antilhue, Candelaria y Los Pinos mediante camiones de las empresas distribuidoras y otros contratados directamente por Colbún. En el caso de Nehuenco, el



Vertedero, presa y desagüe de fondo, Embalse Colbún.

GRÁFICO N°1: PRECIOS MONÓMICOS EN ALTO JAHUEL 220 KV (US\$/MWH) (2009/2010)

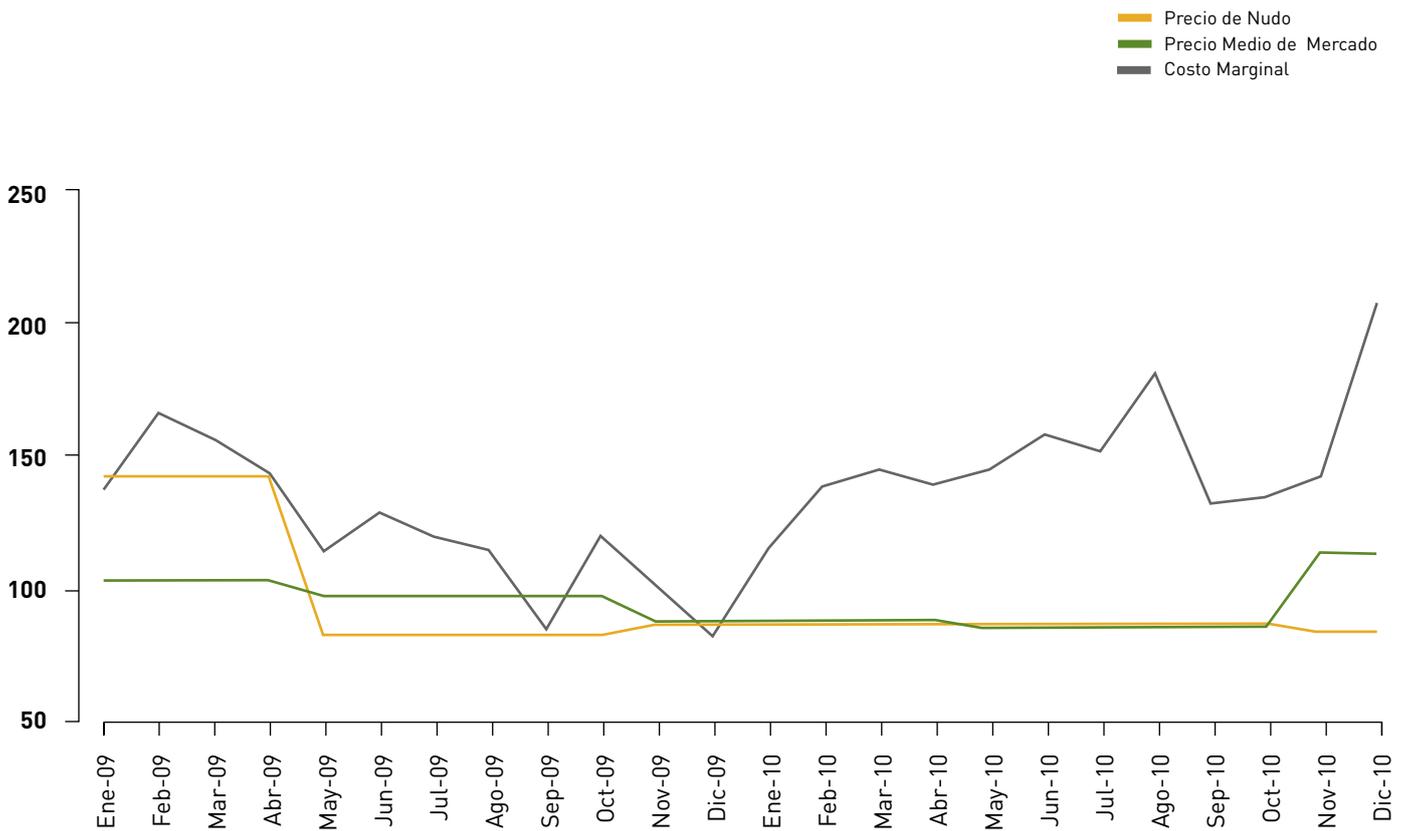
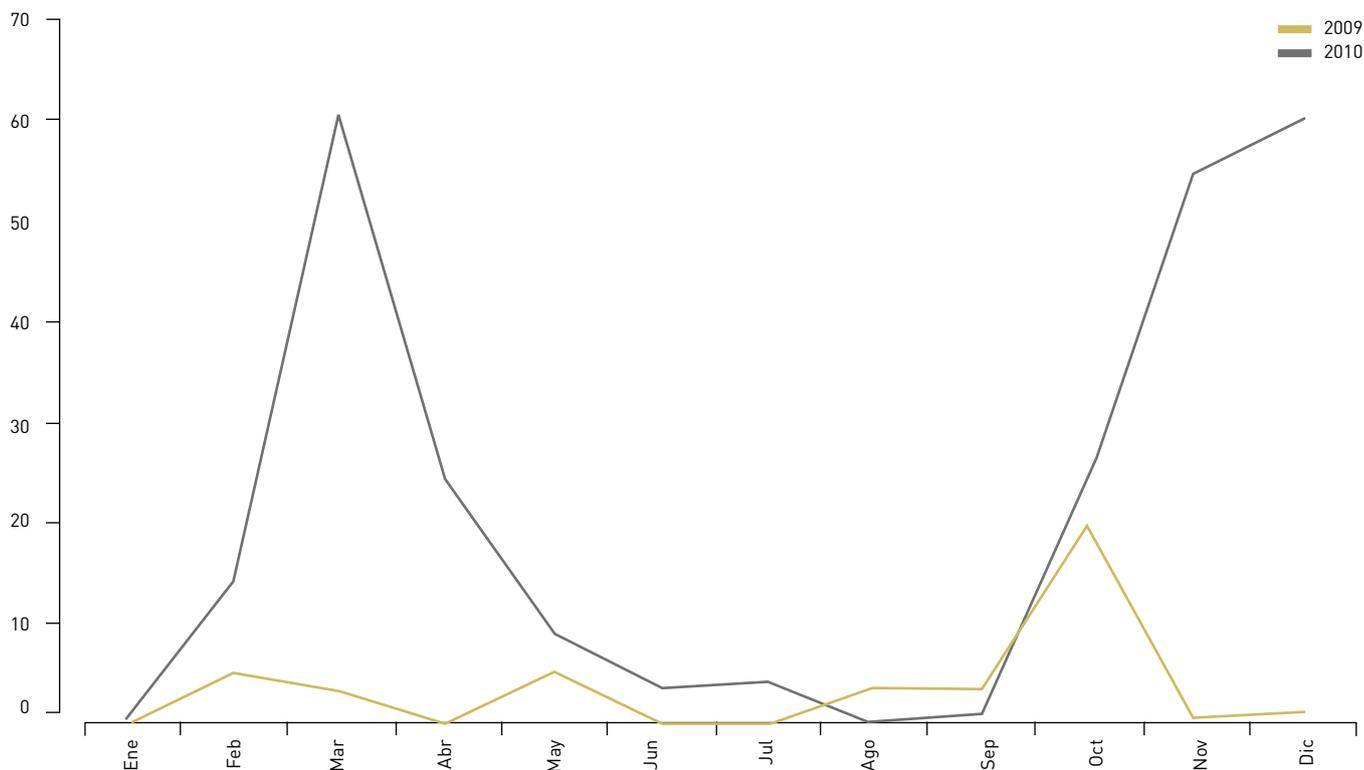


GRÁFICO N°2: CONSUMO DE GAS NATURAL EN LAS CENTRALES DE COLBÚN (millones m³)



transporte se hizo principalmente a través de oleoducto y, en menor medida, por camiones.

Producción

Nuestra producción bruta durante el año 2010 alcanzó 9.403 GWh, registrándose una disminución de 0,9% en comparación con el año anterior. La producción por tipo de aporte, muestra una disminución de la producción hídrica en 15,5% y un incremento en la producción térmica de 28,8%.

Los gráficos n°4 y n°5 demuestran la evolución de la cota de los embalses Colbún y Chapo durante los años 2009 y 2010.

En estos dos últimos gráficos se evidencia una disminución paulatina de la cota de los embalses en el primer semestre del año, alcanzando su valor mínimo diario en el mes de diciembre para el Lago Chapo y durante el mes de junio para el embalse Colbún. Producto de la disminución de los caudales afluentes a las centrales hidroeléctricas del SIC a consecuencia de la sequía y la menor disponibilidad de nieve acumulada en el período de deshielo, los principales embalses del sistema terminaron el año con una baja reserva hídrica. A modo de resumen, los gráficos n°6 y n°7 muestran el balance mensual para los años 2009 y 2010 de nuestros compromisos versus la producción térmica e hidráulica de energía. En el caso del año 2009 se diferencian las ventas a las distribuidoras sin contrato, art. 27 transitorio de la Ley Eléctrica, las que finalizaron ese año.

Se observa que en la mayoría de los meses del año, los compromisos contractuales fueron cubiertos por la producción propia de Colbún.

Se observa que en la mayoría de los meses del año, los compromisos contractuales fueron cubiertos por la producción propia de Colbún.





GRÁFICO N°3: CONSUMO DE PETRÓLEO DIÉSEL EN LAS CENTRALES DE COLBÚN (miles m³) (2009/2010)

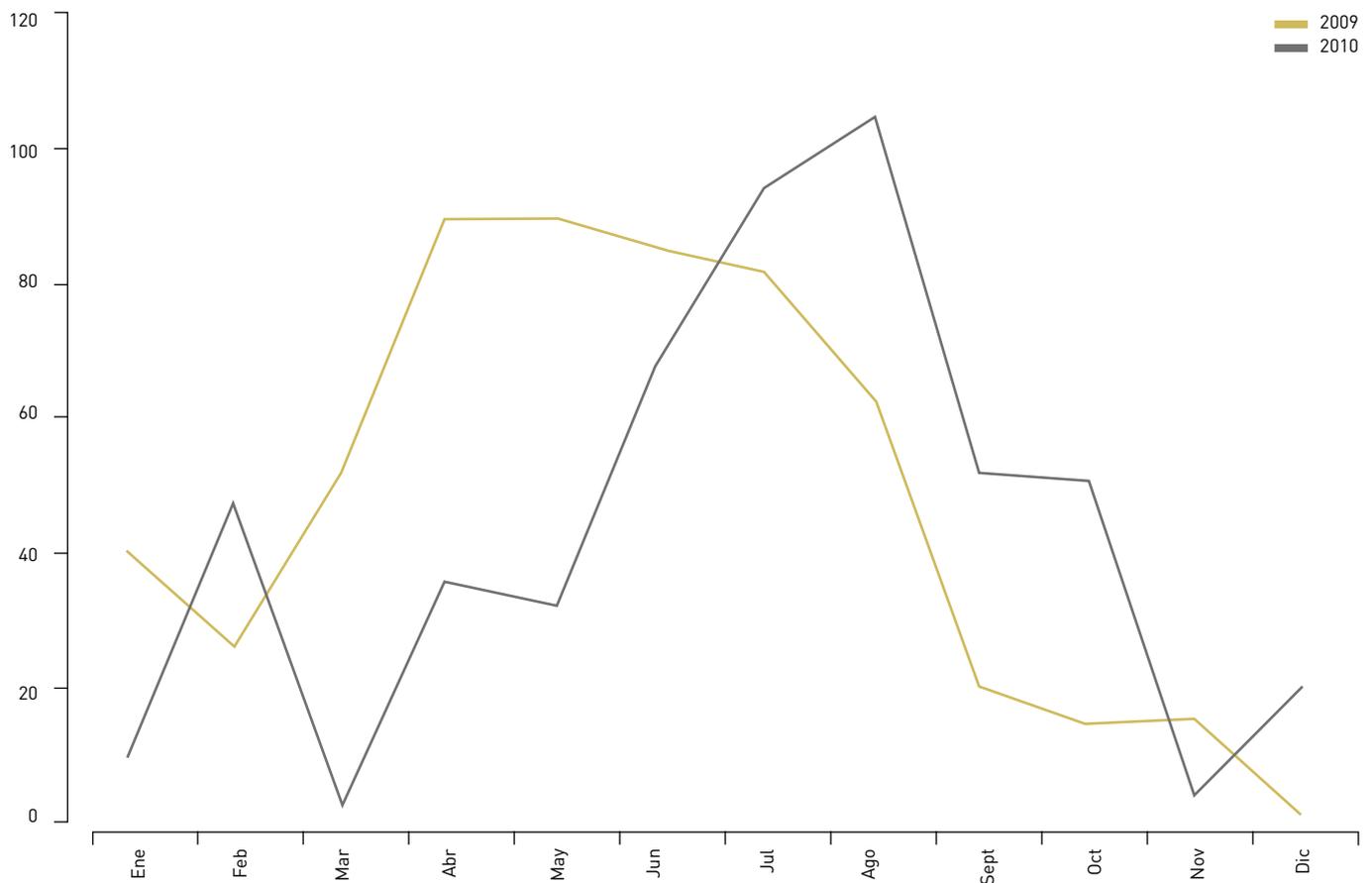


TABLA N°3: PRODUCCIÓN PROPIA Y COMPRAS EN EL MERCADO SPOT (GWH) (2009/2010)

AÑO 2009						
TRIMESTRE	Producción Propia				Compras CDEC GWh	TOTAL ENERGÍA GWh
	Hidráulica GWh	Térmica Gas GWh	Térmica Diésel GWh	Total GWh		
Enero - Marzo	1.449	28	481	1.958	1.038	2.996
Abril - Junio	1.596	15	1.340	2.950	106	3.056
Julio - Septiembre	1.677	24	827	2.528	400	2.928
Octubre - Diciembre	1.858	111	154	2.123	749	2.872
Total	6.579	178	2.802	9.559	2.292	11.852

AÑO 2010						
TRIMESTRE	Producción Propia				Compras CDEC GWh	TOTAL ENERGÍA GWh
	Hidráulica GWh	Térmica Gas GWh	Térmica Diésel GWh	Total GWh		
Enero - Marzo	1.543	356	301	2.200	41	4.441
Abril - Junio	1.649	194	675	2.518	0	5.037
Julio - Septiembre	1.112	26	1.237	2.375	46	4.796
Octubre - Diciembre	1.262	698	350	2.309	13	4.632
Total	5.566	1.273	2.563	9.403	100	18.905



GRÁFICO N°4: COTA DEL EMBALSE COLBÚN (2009/2010)



GRÁFICO N°5: COTA DEL LAGO CHAPO (2009/2010)





Turbina a gas, Central Termoeléctrica Antilhue

GRÁFICO N°7: GENERACIÓN PROPIA VERSUS COMPROMISOS 2009 (GWH)

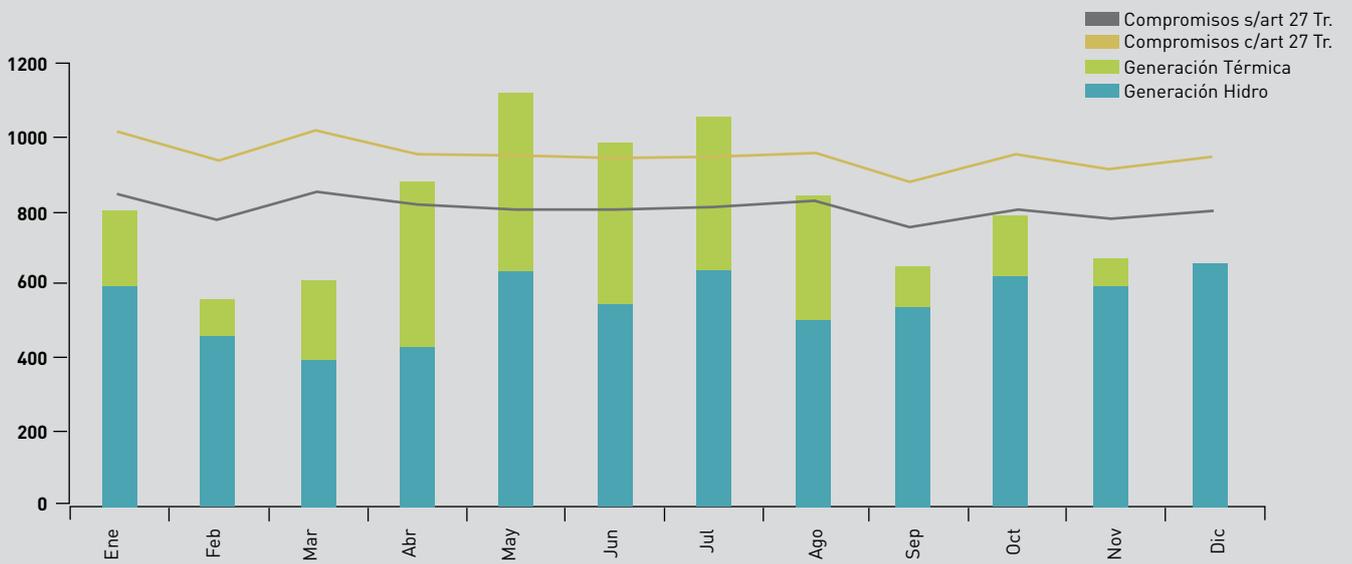
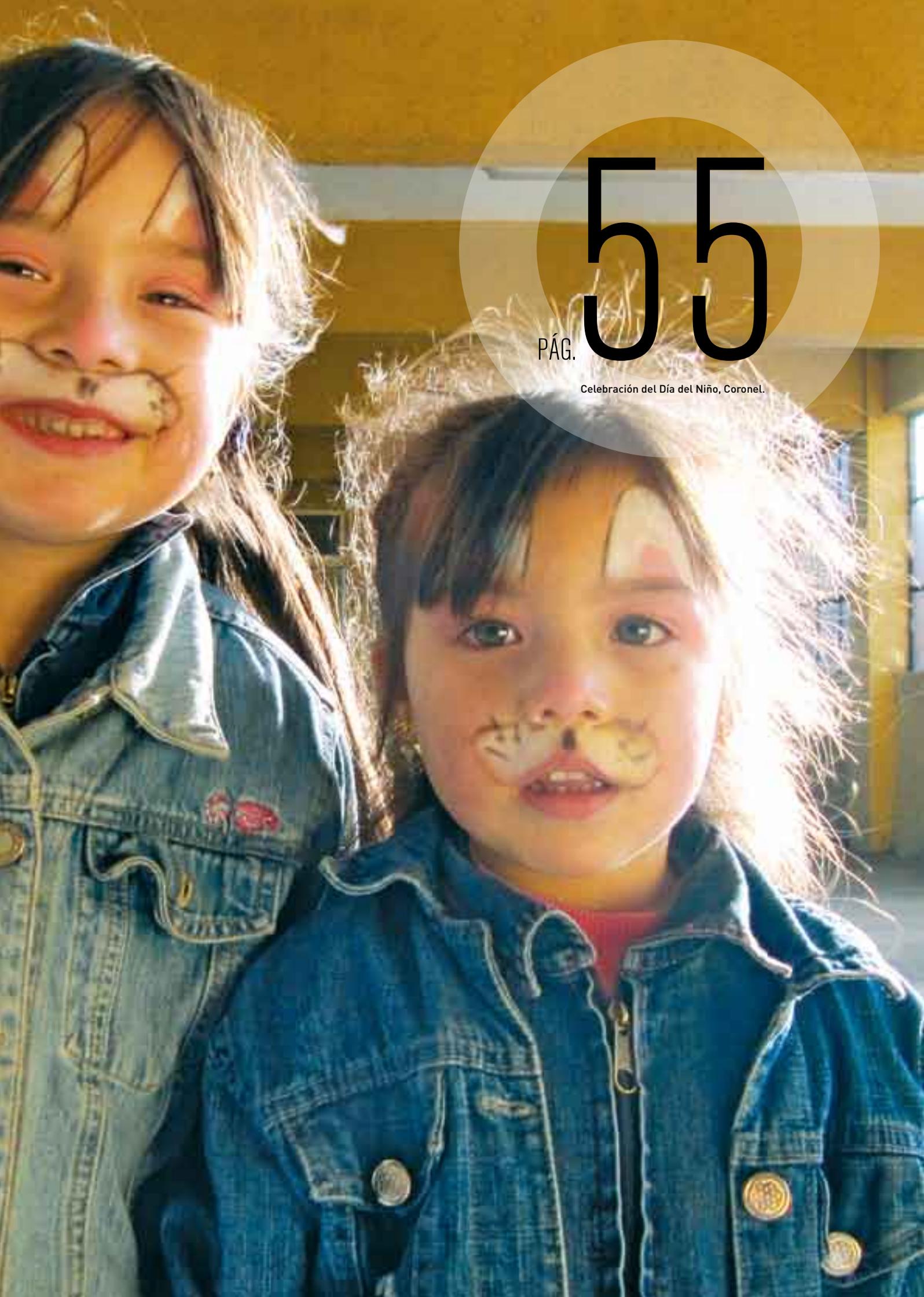


GRÁFICO N°6: GENERACIÓN PROPIA VERSUS COMPROMISOS 2010 (GWH)



COLBÚN APORTA ENERGÍA SUSTENTABLE PARA EL DESARROLLO DE CHILE





PÁG.

55

Celebración del Día del Niño, Coronel.



Pilares de la política de responsabilidad social

EL ENFOQUE DE TRABAJO de Colbún es un enfoque multidisciplinario, donde las distintas áreas trabajan conjuntamente para contribuir al desarrollo sustentable de la Compañía, balanceando intereses de corto y largo plazo e integrando consideraciones económicas, medioambientales y sociales en la toma de decisiones.

Nuestra misión es aportar y gestionar infraestructura energética para el desarrollo sustentable de Chile; privilegiando el empleo de fuentes de energías renovables, diversificando nuestra matriz de energías, ofreciendo a nuestros clientes un suministro de energía seguro, competitivo y sustentable. Aportando al desarrollo de las comunidades en las que se encuentran nuestras actuales y futuras unidades productivas.

Queremos ejecutar nuestra misión creando valor para nuestros accionistas, trabajadores, proveedores, y clientes, así como también para las comunidades locales y el medioambiente. Es por eso que nuestra estrategia se concentra en 5 ejes principales:

Nuestros Accionistas: La primera condición necesaria de una empresa es mantenerse activa, rentable, produciendo, creciendo y compitiendo en el mercado. Esto no sólo maximiza el retorno a sus accionistas sino que a la vez genera consecuencias sociales deseables como nuevas oportunidades de empleo a través de su expansión, inversión, y provisión de bienes y servicios valiosos para la sociedad.

Nuestro Producto: Colbún tiene un foco relevante en el desarrollo de energías renovables competitivas que nos permitan preservar el medioambiente y proveer de energía sustentable acorde a las necesidades del país. Nuestra estrategia es desarrollar una matriz energética que combine las energías renovables competitivas con un complemento térmico eficiente, aportando con energía limpia, renovable, propia y segura al desarrollo de Chile.

Nuestros Empleados: Colbún es una empresa en expansión cuyo personal es su activo fundamental. La capacitación, la seguridad y la salud ocupacional cumplen un rol clave en el crecimiento de nuestra empresa. De la misma forma, buscamos generar un ambiente de trabajo grato que ofrezca oportunidades de desarrollo y crecimiento personal.

Nuestra Operación: para el desarrollo sustentable de la empresa, es fundamental una operación eficiente y responsable medioambientalmente, tanto para la generación de energía como para los proyectos en construcción. Nuestro foco es expandir el esfuerzo hacia toda la cadena de valor, maximizando la mano de obra local y apoyando contratistas locales. Creemos que esto es una importante contribución al desarrollo económico de las comunas donde Colbún efectúa sus operaciones, generando trabajo y dinamizando las economías regionales.

Nuestra Responsabilidad Social: Colbún está en una fase de desarrollo de importantes proyectos de inversión y hoy más que nunca, conscientes de la importancia de nuestra actividad para el desarrollo del país, sentimos la enorme responsabilidad de no ser sólo actores relevantes, sino de ser también promotores del desarrollo social. Esta realidad nos obliga a ser muy responsables en nuestro accionar y a entender que nuestro progreso no puede estar ajeno al progreso de quienes nos rodean.

Actualmente, los negocios no pueden desentenderse de su entorno. Es fundamental comprender el contexto en el que estamos insertos y las variables relevantes para viabilizar el desarrollo de nuestra actividad en el largo plazo. Trabajamos en el fortalecimiento de nuestras relaciones con las comunidades aledañas, con el fin de comprender sus desafíos, expectativas y preocupaciones. Hemos concentrado nuestros apoyos en Educación, Deporte y Fomento Productivo, desarrollando estrategias que aprovechen nuestras ventajas comparativas y maximicen cuantitativamente su impacto social. También nos enfocamos en fortalecer el trabajo con las autoridades y los medios de manera de establecer canales de comunicación efectivos que generen sinergia con el negocio y el entorno en general.

A través de estos 5 ejes de trabajo, esperamos ser reconocidos como una empresa que agrega valor a la comunidad donde se inserta, hoy y para las generaciones futuras.



José Spate, de la División Finanzas y Administración, junto a su familia en la celebración de Navidad en Santiago.

Construyendo un gran lugar para trabajar

En 2010 trabajamos para sentar las bases del Modelo de Gestión de Personas y Equipos que busca contar con buenos líderes, con trabajadores en una mejora continua, personal y profesional, y áreas de apoyo que entreguen un servicio más eficiente y efectivo al resto de la Organización.

PERSONAL

Al 31 de diciembre de 2010, la dotación del personal de Colbún S.A. (incluidas las filiales) alcanzó 889 empleados tal como se indica en la Tabla n°1. El aumento exhibido en la dotación se explica en mayor medida por el inicio de la etapa de construcción de la Central Hidroeléctrica Angostura y la contratación de personal para la Central Santa María de Coronel que se estima entrará en operación comercial a fines de 2011.

TABLA N°1: DOTACIÓN PERSONAL



TABLA N°2: PARTICIPACIÓN EN FERIAS DE TRABAJO

AÑO 2009	AÑO 2010
Trabajando.com	Feria Pontificia Universidad Católica Comercial
Feria Pontificia Universidad Católica Ingeniería Civil	Feria Pontificia Universidad Católica Ingeniería Civil
	Feria Duoc UC
	Feria Prácticas Universidad de Chile
TOTAL = 2	TOTAL= 4

TABLA N°3: INDICADORES CAPACITACIÓN

AÑO	N° HORAS	N° CURSOS	N° PARTICIPANTES	HORAS HOMBRE	COSTO EMPRESA (US\$)
2010	5.848	333	3.086	36.222	337.512
2009	4.250	213	701	12.407	147.176

TABLA N°4: INDICADORES BECAS

AÑO	BECAS PREGRADO	COSTO EMPRESA (US\$)	BECAS POSTGRADO	COSTO EMPRESA (US\$)	BECAS INGLÉS	COSTO EMPRESA (US\$)
2010	36	65.086	5	47.556	77	17.225
2009	30	45.991	-	-	23	8.500

333 cursos

5.848 Horas de capacitación

36 Becas pregrado

5 Becas post grado

MODELO DE GESTIÓN DE PERSONAS Y EQUIPOS

Durante 2010 hemos trabajado en sentar las bases para un Modelo de Gestión de Personas y Equipos de Trabajo que tiene por objetivo monitorear permanentemente ciertos aspectos que permitan desarrollar planes de acción específicos para quienes trabajan en la Compañía, de manera de conseguir en forma sostenida el desarrollo organizacional que Colbún se ha propuesto.

Este plan se sustenta en cuatro pilares fundamentales: la Evaluación de Desempeño, Evaluación Ascendente, el estudio de Clima Laboral y la Evaluación de Servicio Interno. Las tres primeras se aplican con frecuencia anual y la cuarta, cuyo objetivo es medir la percepción de los clientes internos respecto del servicio que ofrecen las áreas de apoyo de la empresa, tiene una frecuencia cuatrimestral.

Con estas herramientas buscamos recabar la información necesaria para construir indicadores individuales y globales que ayuden a hacer seguimiento para una adecuada gestión de personas que permita instalar una cultura y un liderazgo común.

Jefes que aprendan a ser mejores líderes, trabajadores en una mejora continua tanto personal como profesional, y áreas

de apoyo que entreguen un servicio más eficiente y efectivo, son algunas de las características que buscamos lograr con la implementación de este modelo.

ATRAYENDO LOS MEJORES TALENTOS

Para lograr instalar en forma exitosa nuestro Modelo de Gestión de Personas y Equipos, ha sido fundamental contar con los mejores talentos en las distintas áreas de la Compañía. Es por esto que durante los últimos años se ha trabajado intensamente para mejorar las fuentes de reclutamiento externas, generando convenios con los mejores portales de empleo y universidades, duplicando nuestra participación en ferias de trabajo respecto al año 2009 (Ver tabla n°2). Al mismo tiempo, incentivamos el desarrollo de nuestros empleados ofreciendo oportunidades para llenar vacantes a través de concursos internos.

CAPACITACIÓN Y DESARROLLO

En la línea de apoyar el desarrollo de nuestro personal, hemos cuadruplicado el número de participantes en las actividades de capacitación, triplicado las horas de formación y duplicado la inversión económica en comparación al año 2009. Al mismo tiempo, más personas se vieron beneficiadas en 2010 con becas para cursar estudios técnicos, de pregrado y perfeccionamiento en inglés (ver tablas n°3 y n°4).

Uno de los programas más destacados del año fue el curso e-learning de introducción a Livelink, el nuevo gestor documental implementado en 2010, en el que participaron más de 780 colaboradores de Colbún.

Adicionalmente, se continuó con el Programa de Liderazgo que comenzó en 2009. A través de capacitaciones dirigidas a supervisores se buscó desarrollar habilidades de liderazgo y profundizar en los conceptos del Modelo de Gestión de Personas, por lo que sirvió de base para implementar por primera vez un proceso de evaluación de desempeño en toda la Compañía.

CLIMA LABORAL

Para Colbún es prioritario contar con buenos ambientes de trabajo, por lo cual uno de los focos durante el 2010 fue trabajar los resultados que arrojó el estudio de clima laboral del Great Place To Work aplicado en noviembre del año anterior.

En ese contexto realizamos una premiación a las centrales y áreas de la Compañía que mostraron los mejores índices de excelencia en clima laboral según el estudio. Las centrales y gerencias premiadas obtuvieron en dicha medición un puntaje superior a 85% de satisfacción, que es la calificación

promedio de las 35 mejores empresas para trabajar en Chile, según este ranking.

Adicionalmente, durante todo el año trabajamos en desarrollar planes de acción (capacitaciones, focus group, trabajo con supervisores, etc.) con las unidades que obtuvieron los puntajes más bajos en la encuesta.

ACTIVIDADES DE INTEGRACIÓN CON LA FAMILIA

Acercar a la familia de nuestros empleados a la empresa es también uno de los objetivos que persigue la Gerencia de Organización y Recursos Humanos. Por ello, durante 2010 se realizaron distintas actividades con este propósito:

“Construyamos Juntos”: 150 voluntarios de nuestra Compañía, junto a miembros de sus familias, construyeron 24 casas para habitantes de las comunas de Colbún, San Clemente y Yerbos Buenas en la Región del Maule, quienes perdieron sus viviendas en el terremoto de febrero. La iniciativa fue posible gracias a la Campaña “Colbún Solidario, 1+1” en la que 345 trabajadores de la compañía lograron reunir más de 28 millones de pesos, cifra que fue duplicada por la empresa.

Charlas Culturales: Colbún suscribió una alianza con la Red Cultural de la Universidad Gabriela Mistral para realizar un ciclo de 4 conferencias culturales cuya temática fue “Grandes Civilizaciones de Nuestra Historia” y donde en total asistieron más de 250 personas.

Teatro en familia: En octubre realizamos una función para los trabajadores y sus hijos de la obra de teatro “Peces, Personajes del Bicentenario”, desarrollada especialmente para ellos en el Parque Araucano.

Día del Trabajo con hijos: Por segundo año consecutivo se llevó a cabo esta iniciativa donde los niños pudieron conocer las oficinas de sus papás y mamás, participando en entretenidas actividades.

Premiación Excelencia Académica: Buscando incorporar y reconocer a la familia de sus empleados, premiamos por segundo año a los niños y jóvenes que obtuvieron un rendimiento académico destacado en el año 2009, tanto en el ámbito escolar como universitario.

Navidad Solidaria: Gracias al compromiso de los trabajadores de Colbún y sus familias, quienes se organizaron para enviarles

un regalo, más de 800 niños de escasos recursos del Colegio Eliodoro Matte Ossa de San Bernardo, recibieron un regalo para Navidad.

Navidad en Familia: Entretenidas actividades al aire libre y en familia, rica comida y la infaltable visita del Viejo Pascuero cargado de regalos, fueron la tónica de las celebraciones navideñas en nuestras centrales, proyectos y matriz.

“Pinta tu Árbol”: Luego del éxito de la primera versión del concurso de diseño que convocó a las familias de Colbún a “iluminar” la estrella de Belén, en 2010 se invitó a todos los trabajadores de Colbún a hacer volar su creatividad para “ponerle color” y decorar un árbol de Navidad de trupán.

COMUNICACIONES INTERNAS

Con el objetivo de mantener la organización alineada y trabajar en la unificación de su cultura, implementamos un plan de comunicaciones internas que utiliza Intranet como medio troncal. Adicionalmente cuenta con un Diario Mural que llega mensualmente a todas las oficinas de la Compañía con el objetivo de mejorar y facilitar el acceso de todas las personas a la información de las distintas acciones y proyectos en los que se está trabajando.

NEGOCIACIÓN COLECTIVA

En cuanto a relaciones laborales, se realizó exitosamente la negociación colectiva con los trabajadores representantes de Central Santa María de Coronel, en la Región del Biobío. El Contrato Colectivo fijó beneficios y condiciones laborales por un período de 4 años.

REMUNERACIÓN DEL NIVEL EJECUTIVO

La estructura de remuneraciones del nivel ejecutivo comprende remuneraciones fijas y variables. Estas últimas son establecidas considerando el desempeño individual de cada ejecutivo, los desafíos particulares de cada ejercicio, el desenvolvimiento del negocio y el desarrollo de los proyectos. Durante el año 2010, las remuneraciones totales percibidas por el nivel ejecutivo alcanzaron a US\$ 7.193.590 (2009: US\$ 5.904.758), ambos valores en cifras nominales. Por otra parte, la Compañía pagó US\$ 364.448 (2009: US\$ 222.329) en indemnizaciones a ejecutivos.

RELACIONES CON LA COMUNIDAD

Educación, deporte y emprendimiento

Durante 2010 consolidamos nuestra Política de Relacionamiento Comunitario.

Uno de los focos de mayor relevancia en nuestra responsabilidad social es la relación con los vecinos directos de nuestras centrales en operación y proyectos bajo construcción. En Colbún estamos seguros de que lograr una relación colaborativa entre la empresa y la comunidad es un factor fundamental para la sostenibilidad de nuestro negocio, en el corto y largo plazo. Durante el año dimos un paso importante en el cumplimiento de esta tarea, con la consolidación de nuestra Política de Relacionamiento Comunitario. Esta política traduce nuestro compromiso en una estrategia ordenada, efectiva y de largo plazo con nuestros vecinos que cumple los siguientes 3 criterios: que sean proyectos sustentables, que optimicen el impacto social y que creen valor compartido para la empresa, las comunidades y las autoridades. Para la gestión de esta política, Colbún ha desarrollado 4 programas que enmarcan las diversas acciones que desarrollamos con nuestras comunidades:

GENERANDO CONFIANZA: iniciativas que fomentan la relación y el conocimiento mutuo con las organizaciones y autoridades respectivas.

GENERANDO OPORTUNIDADES: iniciativas que fomentan la actividad productiva, como herramienta para el traspaso de conocimientos y habilidades para emprender, mejorar un emprendimiento o para adquirir competencias laborales relacionadas a las necesidades locales.

GENERANDO FUTURO: iniciativas en educación, como potenciador de la movilidad social y la generación de oportunidades.

GENERANDO VALORES: iniciativas en deporte y vida sana, como mecanismo para traspasar valores y fortalecer la cohesión social.

Lo anterior se manifiesta a través de numerosas iniciativas que se realizaron en el ámbito de nuestros proyectos en construcción, expuestas en la sección "Proyectos de Inversión", y también a través de las siguientes acciones que se implementaron en nuestras centrales en operación:

Visitas a las centrales o proyectos en construcción

Como una manera de mantener un contacto directo con las comunidades donde estamos insertos y educar en la importancia de la energía en el desarrollo del país, disponemos de programas de visita a las centrales.

Durante el año 2010, varios grupos de personas fueron guiadas por personal de la Compañía para informarse en materias relativas al proceso de generación de la electricidad.

Estímulos Escolares

En el marco de generar incentivos que apoyen la educación, mantenemos un Convenio de Becas con la I. Municipalidad de Quiltoña, que contempla un incentivo económico equivalente a 60 becas de estudio, por un período de 8 meses cada una, para estudiantes de la comuna con el fin de apoyar la compra de materiales e incentivar los estudios superiores. Asimismo como estímulo al estudio, anualmente se entregan cuatro premios al rendimiento escolar, consistente en una estación de trabajo completa, a los mejores alumnos de cuatro colegios de la Comuna de Curacaví.

Proyecto Educativo "Asistente en Instalaciones Eléctricas con Eficiencia Energética"

En conjunto con INACAP, utilizando la metodología de formación por competencias, desarrollamos un programa educativo dirigido a estudiantes de segundo y tercero medio de colegios municipalizados denomi-





Estudiantes en la muestra itinerante del Museo Interactivo Mirador, Panguipulli.





nado: "Asistente en Instalaciones Eléctricas con Eficiencia Energética". Durante el año 2010 el programa educacional continuó en las comunas de Curacaví, Colbún, Valdivia, Antuco, Quilleco y Cochamó.

El programa tiene una duración de cuatro semestres, al término de los cuales los estudiantes podrán demostrar mediante un certificado, las competencias aprobadas.

El proyecto educativo se enfoca en el aprendizaje técnico propio del curso y en la adquisición de competencias transversales tales como: responsabilidad, actitud ante el aprendizaje, orden y disciplina, asistencia, vocabulario y trabajo en equipo.

También durante el año 2010 se implementó en los liceos de la comuna de Los Andes, San Esteban, Quillota y Codegua, el curso de "Armado y Configuración de Computadores" para alumnos de tercer medio. El curso tiene una duración de un año, y al

término del programa, los alumnos serán capaces de armar un equipo computacional básico, instalar y configurar el sistema operativo Windows, aplicando todos los procedimientos de seguridad personal y de los equipos utilizados.

Muestra del Museo Interactivo Mirador llevada a Colbún

En conjunto de la I. Municipalidad de Colbún, se llevó a la comuna esta actividad educativo-cultural del MIM, a la cual asistieron más de 3.500 visitantes. Esta instancia pretende generar un espacio educativo, interactivo y lúdico.

Fomento al Deporte

Para fomentar el deporte, durante el 2010 se siguió apoyando a través de talleres deportivos, gimnasia para el adulto mayor y dueñas de casa, polideportivos en los barrios, e implementos deportivos para la "Casa del Deporte" de la I. Municipalidad de Quillota.

Programa Tenencia Responsable de Mascotas

Este programa de la I. Municipalidad de Quillota tiene como objetivo educar en el cuidado responsable de las mascotas y desarrollar actividades de prevención y cuidado del medioambiente.

Gracias a los recursos de este proyecto, fue posible continuar el año con iniciativas, vacunaciones, colocaciones de chip, etc.

Apoyo al Concurso "Junior del Agua"

Otra iniciativa del año pasado fue el auspicio a "Junior del Agua", concurso a nivel internacional llevado a cabo en Suecia, cuyo fin es promover la investigación científica y conciencia sobre el agua en las generaciones futuras. A nivel nacional el concurso fue organizado por la Dirección General de Aguas, enfocado a docentes y estudiantes de Educación Media a lo largo del país.

EN OCTUBRE 2010 CERTIFICAMOS
NUESTRO **SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRADO**
DE LA DIVISIÓN GENERACIÓN BAJO LA

Norma internacional
de gestión
ambiental **ISO 14.001**

Y

Norma internacional
de salud y seguridad
ocupacional **OSHAS 18.001**

ESTA CERTIFICACIÓN, OTORGADA POR LA FIRMA
INTERNACIONAL **BUREAU VERITAS**, DEMUESTRA NUESTRO
COMPROMISO CON LA PROTECCIÓN DEL MEDIAMBIENTE
Y LA PREOCUPACIÓN POR LA SALUD Y SEGURIDAD DE
NUESTROS COLABORADORES

Gestión ambiental y cambio climático

Continuamos incorporando la gestión ambiental en nuestras operaciones cotidianas e implementando medidas concretas en la lucha contra el cambio climático.

Nuestra preocupación por el medioambiente se materializa a través de la gestión ambiental de nuestros proyectos; la gestión de nuestras centrales en operación; la exploración y la incorporación de Energías Renovables No Convencionales (ERNC); y las diversas iniciativas enfocadas a abordar el cambio climático. Nuestra preocupación por la seguridad se traduce en nuestra gestión de prevención de riesgos laborales.

Gestión Ambiental

El año 2010 entró en aplicación la nueva normativa ambiental con la publicación de la Ley 20.417 que modificó la "Ley de Bases Generales del Medioambiente" (Ley 19.300) y su reglamento, y con ello la institucionalidad ambiental chilena, creando el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), la Superintendencia del Medioambiente -entidades que verán en forma separada la evaluación ambiental de la fiscalización-, los Tribunales Ambientales y las Comisiones de Evaluación. Estas entidades reemplazan a la Comisión Nacional de Medio Ambiente (Conama) y las Comisiones Regionales de Medio Ambiente (Corema). Durante el año 2010 creamos la unidad de Seguimiento Ambiental y además reestructuramos la organización de nuestros proyectos en ejecución creando unidades ambientales en terreno, lo que nos ha permitido tener un buen control de estas actividades logrando buenos resultados en lo que se refiere a cumplimiento de la normativa aplicable. El 2010 mantuvo el nivel de intensidad del año anterior en términos de tramitaciones ambientales. Lo más relevante fue el ingreso a tramitación en el Sistema de Evaluación Ambiental (SEA) de los siguientes proyectos: Declaración de Impacto Am-

biental (DIA) de la línea de alta tensión San Pedro-Ciruelo en enero; Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del proyecto de la central hidroeléctrica La Mina en abril; y las DIA's de las minicentrales hidroeléctricas Duao, Pando y ODT en noviembre. Por otro lado, se logró la aprobación de la DIA de los proyectos de la línea de alta tensión San Pedro-Ciruelo y la DIA del sistema de manejo de cenizas de la central térmica Santa María, ambas en agosto en las regiones de Los Ríos y del Biobío respectivamente.

Adicionalmente obtuvimos la aprobación de varias Cartas de Pertinencia, las cuales son un instrumento que permiten gestionar adaptaciones asociadas a los proyectos aprobados que están en ejecución. Estas cartas son ingresadas para su tramitación en los SEA de las regiones donde se desarrollan los proyectos. Durante 2010 se gestionaron y aprobaron diez Cartas de Pertinencia, las cuales permitieron confirmar que los ajustes requeridos durante la ejecución de los proyectos no constituirían cambios o modificaciones de consideración de los proyectos ya aprobados ambientalmente.

En la tabla n°1 se entrega un resumen de tramitaciones ambientales del año 2010. A su vez, en los proyectos que están en etapa de estudio, hemos continuado con las actividades previas al ingreso al Sistema de Evaluación Ambiental, dentro de las que podemos destacar la ejecución de campañas de estudios de prefactibilidad ambiental y las Participaciones Ciudadanas Tempranas. En los estudios de prefactibilidad ambiental trabajan mano a mano el área de ingeniería con el área ambiental lo que permite identificar tempranamente las áreas de un proyecto que requieran un mayor tra-

TABLA N°1: RESUMEN DE TRAMITACIONES AMBIENTALES INICIADAS Y/O TERMINADAS EN EL AÑO 2010

Proyecto	Región	Tipo de Presentación	Materia	Estado
Central Hidroeléctrica La Mina	VII	Estudio de Impacto Ambiental	Proyecto Central Hidroeléctrica	En Calificación
Minicentral Duao	VII	Declaración de Impacto Ambiental	Proyecto Minicentral Duao	En Calificación
Minicentral ODT	VII	Declaración de Impacto Ambiental	Proyecto Minicentral ODT	En Calificación
Minicentral Pando	VII	Declaración de Impacto Ambiental	Proyecto Minicentral Pando	En Calificación
Central Hidroeléctrica Angostura	VII	Recurso de Reclamación	Plan de Manejo Ambiental Integral de la Fauna Ictica (PMAIFI), y las medidas de compensación de especies vegetales en estado de conservación	Acogido favorablemente el 16 de noviembre de 2010 (Res. Exen. N°70/2010)
		Recurso de Rectificación	Solicita rectificación relacionada con la Calidad del agua	Acogido favorablemente el 28 de enero de 2011 (Res. Exe. N°22)
Sistema de Manejo de Cenizas - CT Sta. María de Coronel	VIII	Declaración de Impacto Ambiental	Proyecto Sistema de Manejo de Cenizas para Complejo Termoeléctrico Santa María de Coronel	Calificado ambientalmente el 25 de agosto de 2010 (Res. Exe. N°162/2010)
		Recurso de Rectificación	Solicita rectificación por un manifiesto error de hecho detectado en la resolución que calificación ambiental (Res. Ext. 162/2010)	En evaluación por la Autoridad
Central Hidroeléctrica San Pedro	XIV	Recurso de Aclaración y Rectificación	Solicita aclaración y rectificación en temas de monitoreo de temperatura y oxígeno, Plan de Seguimiento Ambiental y modificación de cauce	Acogido parcialmente el 21 de junio de 2010 (Res. Exen. N°076)
		Recurso de Aclaración y Rectificación	Solicita aclaración y rectificación sobre medidas de fauna nativa	Acogido parcialmente 29 de julio de 2010 (Res. Exen. N°90)
Línea de Alta Tensión San Pedro-S/E Ciruelos	XIV	Declaración de Impacto Ambiental	Proyecto Línea de Alta Tensión San Pedro-S/E Ciruelos	Califica ambientalmente el 03 de agosto de 2010 (Res. Exe. N°091)
		Recurso de Rectificación	Solicita rectificación de la Resolución de Calificación Ambiental	Acogido favorablemente el 14 de diciembre de 2010 (Res. Exe. N°01)



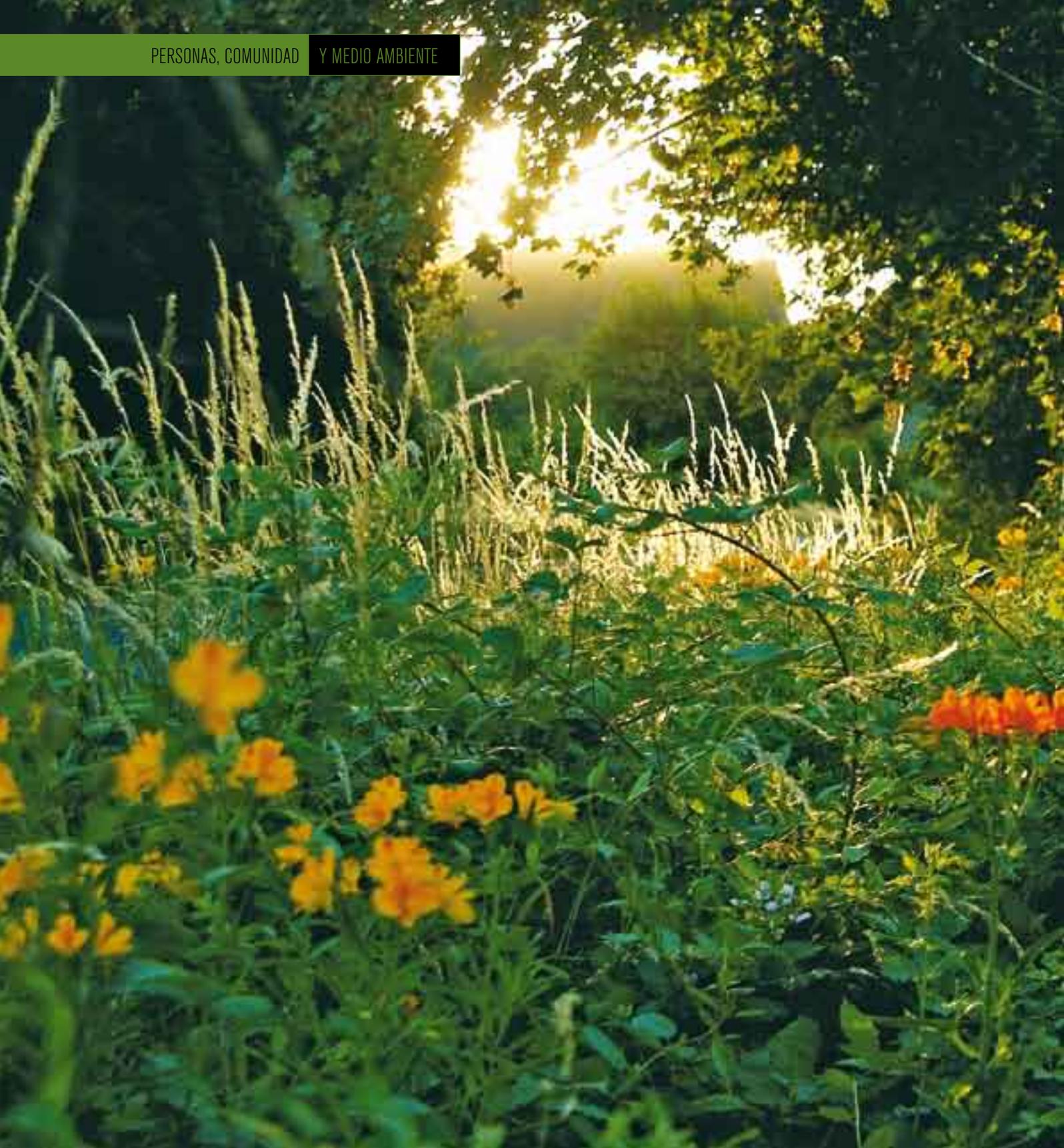
bajo ambiental y de este modo tomar las medidas y/o hacer las modificaciones en forma previa a la tramitación ambiental. Ejemplo de lo anterior ha sido el proyecto de la línea de alta tensión Angostura-Mulchén y la línea San Pedro-Ciruelos. En las Participaciones Ciudadanas Tempranas, se incorpora al equipo de trabajo el área de asuntos corporativos quienes coordinan reuniones con las comunidades con el objeto de establecer un sistema de comunicación efectiva y funcional para poder identificar

los requerimientos de información de la comunidad, relacionados con el proyecto y con la protección del medioambiente. Ejemplo de lo anterior es el proyecto de la central hidroeléctrica La Mina, ubicada en la Región del Maule, donde llevamos a cabo un intenso programa de reuniones con las autoridades comunales, los servicios evaluadores y las comunidades iniciado en el año 2009 y que culminó en el primer trimestre del año 2010. Lo anterior se complementó con la Participación Ciudadana Formal del

proyecto que realizamos durante el proceso de evaluación.

Cambio Climático

Conscientes que el cambio climático es uno de los más grandes desafíos a nivel internacional, el cual, se traducirá en diversos tipos de exigencias para las empresas en Chile, en Colbún llevamos más de una década en el desarrollo e implementación de medidas concretas en este ámbito. En términos de reducción de emisiones de



gases de efecto invernadero, el año 2002 la central Chacabuquito (29 MW), a través de una metodología desarrollada en conjunto con el Banco Mundial, se convirtió en la primera central hidroeléctrica en el mundo en transar créditos de carbono. Posteriormente, durante el año 2007, ésta central alcanzó el registro bajo el estándar del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) de Naciones Unidas. Así mismo, en el año 2008, registramos dos nuevas centrales hidroeléctricas bajo el MDL; la central

Quilleco (70 MW) y la central Hornitos (55 MW). El registro bajo ese mecanismo implica el cumplimiento con normas estrictas en cuanto a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Ya durante el año 2010, iniciamos el proceso de auditoría de validación MDL de la central San Clemente (5,4 MW), el cual esperamos terminar el año 2011, a objeto de consolidar nuestro portafolio de centrales registradas ante el Mecanismo de Desarrollo Limpio. De este modo, estas cuatro centrales en

conjunto están generando hoy en día una reducción anual de emisiones de gases de efecto invernadero del orden de 450.000 toneladas de CO₂ equivalente.

Adicionalmente, y también durante 2010, logramos la emisión de alrededor de 350.000 créditos voluntarios de carbono (tonCO₂e). Estos corresponden a la reducción de emisiones generadas por las centrales Quilleco y Hornitos previo a su registro en el MDL, los que fueron validados y verificados por una entidad auditora externa, y que serán



comercializados durante 2011 en los mercados internacionales a través de la plataforma de registro Markit.

Como complemento de los hitos anteriores, durante 2010 hemos continuado avanzando en esta línea, concretando importantes iniciativas y logros que confirman el compromiso y liderazgo que ha venido desarrollando Colbún en materias de cambio climático. Entre ellos, cabe destacar los siguientes:

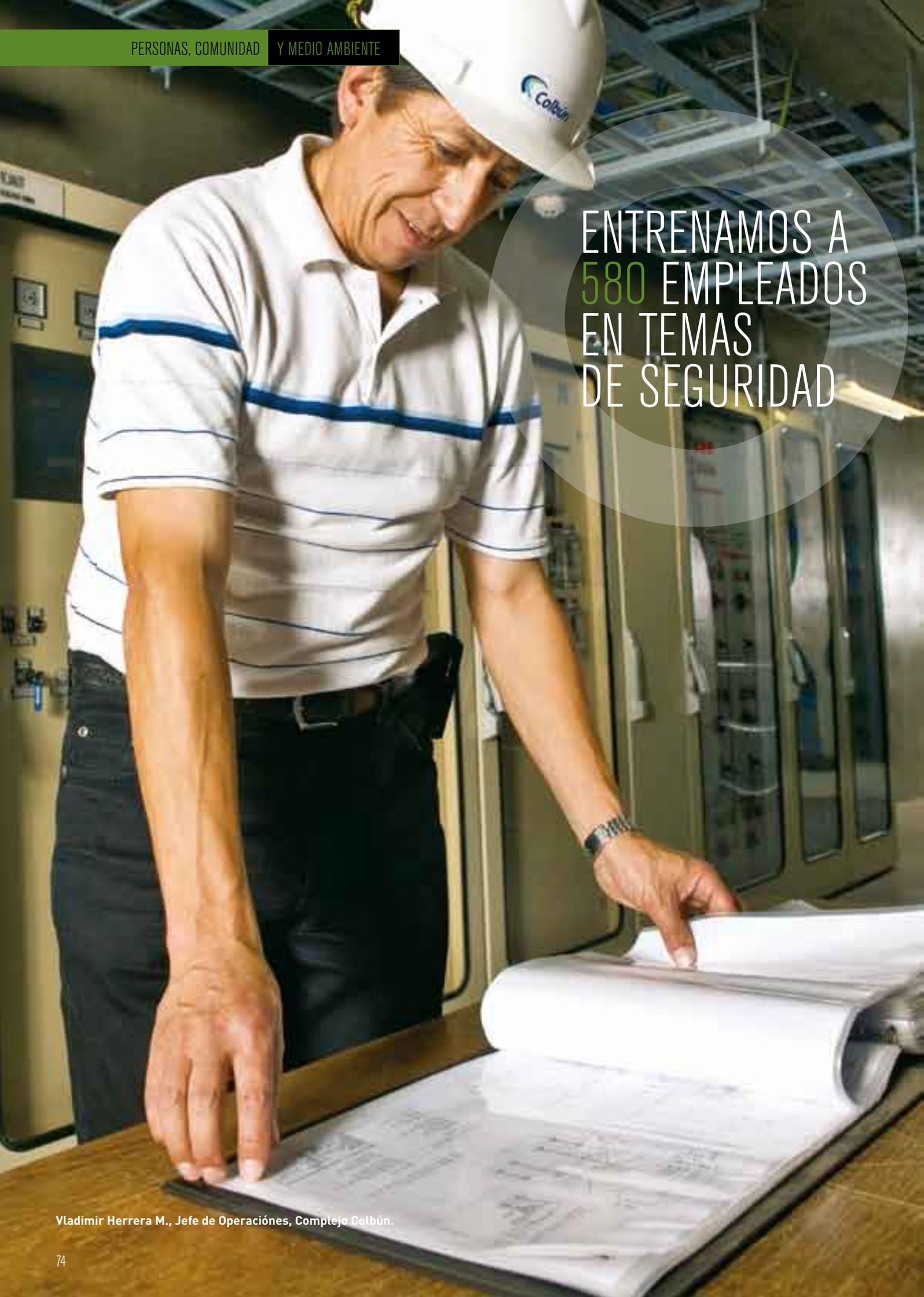
DURANTE EL 2010 INICIAMOS
EL PROCESO DE AUDITORÍA
DE VALIDACIÓN MDL DE
SAN CLEMENTE (5,4 MW).



Salida de aguas después del proceso de generación, Central Hidroeléctrica Machicura.

LLEVAMOS MÁS DE UNA DÉCADA DESARROLLANDO E IMPLEMENTANDO MEDIDAS CONCRETAS EN LA LUCHA CONTRA EL CAMBIO CLIMÁTICO.

- Producto de nuestro convencimiento de la importancia de conocer la trayectoria de nuestras emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), este año hemos medido nuestra huella de carbono correspondiente al año 2009. Tenemos estadísticas desde el año 2001 hasta el año 2009.
 - La relevancia interna de esta iniciativa la hemos ratificado al convertirnos en la primera empresa chilena en reportar internacionalmente nuestras emisiones de GEI a través del Carbon Disclosure Project de los años 2008 y 2009. Este año hemos reportado nuestras emisiones del año anterior en formato "disponibles al público".
 - En el entendido que el fenómeno del cambio climático es una responsabilidad de cada uno de los actores de la sociedad, donde pequeñas prácticas cotidianas pueden tener gran impacto en la medida que se efectúen masivamente, hemos implementado una campaña interna de información orientada a la reducción de las emisiones de GEI.
 - Además, y con el objetivo de tener un conocimiento más acabado de la estacionalidad de nuestras emisiones y las del Sistema Interconectado Central (SIC), hemos desarrollado una herramienta en línea que permite calcular en forma horaria el monto específico de emisiones de CO₂ de nuestras centrales así como las del SIC. Hemos puesto esta herramienta al alcance de todos nuestros colaboradores a través de la intranet.
 - Recientemente, y como medida adicional de la campaña "Reduce Tu Huella", hemos implementado en la oficina matriz una campaña de reciclaje de papel en conjunto con la Fundación San José, enfatizando a nuestros colaboradores los beneficios obtenidos en cuanto a la preservación de los árboles, ahorro energético y reducción de emisiones.
 - Por último, y además de nuestros compromisos concretos con iniciativas como el Carbon Disclosure Project (CDP), The Prince's Mayday Network, y el Centro de Cambio Global UC, durante el año 2010 Colbún tuvo una participación activa de las reuniones del Corporate Leaders Group (CLG Chile), el cual nace como una coalición de empresarios vanguardistas que enfrentan el cambio climático y buscan la transición a una sociedad sustentable con bajas emisiones de carbono.
- De este modo, y como consecuencia de las iniciativas antes descritas, durante el año 2010, Colbún fue distinguida con el cuarto lugar en el ranking de las empresas chilenas mejor preparadas para enfrentar el fenómeno del cambio climático (primera empresa de capitales chilenos y primera empresa del sector eléctrico), desarrollado conjuntamente por Fundación Chile y la Revista Capital.

A man wearing a white hard hat with the Colbún logo and a white polo shirt with blue stripes is looking down at a large set of blueprints on a table. He is in a control room with various panels and equipment in the background.

ENTRENAMOS A
580 EMPLEADOS
EN TEMAS
DE SEGURIDAD

Vladimir Herrera M., Jefe de Operaciones, Complejo Colbún.

Reforzamiento en el desarrollo de programas de prevención de riesgos

Durante el año 2010 impartimos distintos cursos de entrenamiento en temas de seguridad a 580 empleados.

La seguridad de nuestros colaboradores como de nuestras instalaciones y de la comunidad que nos rodea, es un deber para nosotros, tal como está establecido en la política integrada de Medioambiente, Seguridad y Salud Ocupacional. Para ello mantenemos un programa de prevención de riesgos en el trabajo, desarrollando una serie de actividades orientadas a cautelar la vida y la salud de los trabajadores. Esto nos ha permitido realizar una gestión y mejoramiento continuo en el logro de este objetivo.

En el año 2009 integramos a nuestra estructura organizacional a los supervisores "MASSO" (Medio Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional) en las distintas centrales, y en este período a través de ellos coordinamos los distintos programas de entrenamiento en temas de Prevención de Riesgos, que es una de las herramientas que nos ayudan a prevenir incidentes. Durante el

año se impartieron distintos cursos de entrenamiento, dentro de los que podemos destacar; el curso de manejo a la defensiva Prevención y Tiempo, el cursos de Riesgos Eléctricos y el de Investigación de Accidentes mediante la metodología de análisis de causa MAC. En total se dió entrenamiento en temas de seguridad a 580 empleados lo que implicó un total de 4.600 HH.

Lo anterior nos ayudó a tener un buen año en lo que se refiere a índices de seguridad, logrando un Índice de Accidentabilidad (N° de accidentes/dotación x 100) de 0.94 y un Índice de Siniestralidad de 8.71 (N° días perdidos/dotación x 100) por debajo de los índices de la industria.

Asimismo, gracias a nuestros altos estándares en materia de prevención de riesgos, mantuvimos las certificaciones y premios entregados por la mutualidad a la cual estamos adheridos.

COLBÚN
INVIERTE PARA
GENERAR VALOR
PARA SUS
ACCIONISTAS,
DIVERSIFICANDO
RIESGOS E
INCREMENTANDO SU
COMPETITIVIDAD





77

PÁG.

Trabajo de mantención mayor en generador N°2,
Central Hidroeléctrica Canutillar.

NUESTRAS 4 CENTRALES EN CONSTRUCCIÓN DURANTE 2010



Fuerte plan de inversiones en proyectos de gran magnitud

El plan de inversiones se focaliza en la incorporación de capacidad renovable competitiva y generación térmica eficiente.

En Colbún estamos estudiando y ejecutando un importante plan de inversiones con proyectos de gran magnitud, tanto en generación hidráulica como térmica, lo que nos permitirá mantener una posición destacada dentro de la producción eléctrica nacional, continuar la diversificación de nuestros riesgos de generación y generar valor para nuestros accionistas.

Entre estas iniciativas destacan los proyectos hidroeléctricos Angostura (316 MW) y San Pedro (150 MW). Esta capacidad será complementada con el proyecto termoeléctrico Santa María I de 342 MW, permitiendo incrementar la seguridad del suministro a nuestros clientes.

Todos nuestros proyectos son ejecutados bajo los más altos estándares medioambientales, siendo agentes activos del desarrollo de la comunidad en la cual estamos insertos.

A continuación, detallamos nuestros principales proyectos.

SAN CLEMENTE FUE UN PROYECTO DESARROLLADO EN EL CONTEXTO DE LA LEY 20.257 QUE PROMUEVE EL DESARROLLO DE LA ERNC.

PROYECTOS EN EJECUCIÓN

Proyecto Mini Central Hidroeléctrica San Clemente

DESCRIPCIÓN: La central hidroeléctrica San Clemente es un proyecto desarrollado en el contexto de la Ley 20.257 que promueve el desarrollo de Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Se encuentra en la comuna del mismo nombre a unos 35 km al oriente de la ciudad de Talca, en la Región del Maule.

Este proyecto consiste en aprovechar energéticamente las aguas que provienen principalmente de filtraciones del embalse, que son conducidas a través de las obras de captación ubicadas aguas abajo del Pretil Colorado. La mini-central hidroeléctrica capta sus aguas inmediatamente aguas

abajo del portal de salida del túnel Maitenes y las restituye a la quebrada Sanatorio, unos 2 km aguas abajo del punto de captación. Así, con una altura neta de caída de 36m y un caudal de diseño de 17 m³/s, se obtiene una central cuya potencia instalada es de 5,4 MW. La energía media anual que generará esta central se estima en 23,7 GWh, que se inyectarán al Sistema Interconectado Central (SIC) a través de una línea de transmisión en la subestación Chiburgo. Esta central y su línea, a pesar de ser un proyecto de menor envergadura, además de sus propias complejidades técnicas, posee las mismas restricciones ambientales, administrativas y normativas de cualquier proyecto hidroeléctrico, por lo cual ha requerido de una organización que, además del manejo propio de los contratos de obras civiles, suministros y montajes, sea capaz



Compuertas de aducción,
Canal Central Hidroeléctrica San Clemente.

de relacionarse con la comunidad y con las autoridades regionales, comunales y de servicios.

AVANCE: Pese a que el terremoto afectó la continuidad de las obras de construcción, debido al colapso de las plantas de hormigón, corte de caminos y tardío retorno de la mano de obra, el proyecto San Clemente finalizó las obras de construcción, realizando durante el mes de julio la primera puesta en servicio provisional limitada a 1,5 MW, para posteriormente en septiembre, iniciar su operación comercial.

Durante noviembre y con disponibilidad de mayores caudales se realizaron las pruebas con carga al 100% y la puesta en servicio definitiva.

MEDIOAMBIENTE: Durante la construcción el programa de inspección se apoyó en la Auditoría Ambiental Independiente para asegurar un mejor desempeño ambiental. Desde este punto de vista, el proyecto finalizó sus actividades con un desarrollo normal y según los compromisos de la Resolución de Calificación Ambiental (RCA), destacando la implementación de un Plan de Manejo de Erosión acordado con el Servicio Agrícola Ganadero.

RELACIÓN CON LA COMUNIDAD: Durante los años 2009 y 2010, en conjunto con la comunidad de Sanatorio se desarrollaron diversas actividades y aportes a los vecinos del sector cercano a las obras. Mejoras a la infraestructura de la red de agua potable, aporte de una sede social con juegos para

niños, actividades educativas y recreacionales fueron realizadas junto a los trabajadores de la central, el colegio, bomberos, el club deportivo e iglesia. Destacamos el aporte de mediaguas para los vecinos afectados por el terremoto que en su mayoría, trabajaba en la construcción de la central.

SANTA MARÍA
(342 MW)
ES NUESTRA PRIMERA
CENTRAL A CARBÓN.



Vista aérea del Proyecto Santa María (Unidad I), Coronel



Proyecto Central Térmica Santa María I

DESCRIPCIÓN: En la comuna de Coronel, en la Región del Biobío, se encuentra la Central Térmica Santa María I. Esta central está equipada con una turbina a vapor, de 342 MW de potencia, y con una caldera a carbón de nueva generación, que utiliza tecnologías de abatimiento que permiten una alta eficiencia, disminuyen las emisiones y que significaron una importante inversión. Es así como un avanzado sistema removedor de partículas (precipitador electrostático) elimina sobre 99% del material particulado. Por otra parte, la central está equipada con un desulfurizador a base de agua de mar, el cual eliminará el 78% del dióxido de azufre SO_2 emitido por los gases de la caldera, sin producir productos auxiliares. También cabe mencionar, que la central está equipada con una de las más modernas canchas de manejo de carbón automatizada y semi-cubierta.

AVANCE: El año 2010 fue muy desafiante para el proyecto Santa María I porque a la complejidad propia de la construcción de una central termoeléctrica, hubo que agregar trabajos de reparación de daños ocasionados por el terremoto en un entorno muy adverso, lo que afectó la obra. Colbún en conjunto con el Contratista elaboraron un plan de aceleramiento para recuperar en parte los atrasos producidos por el terremoto, así como para resolver atrasos acumulados por el Contratista. Este plan está dando frutos y en diciembre de 2010 se logró un importante hito como fue la prueba hidroestática, consistente en someter las tuberías de la caldera a 1,5 veces la presión de diseño. A la fecha, las labores de construcción están prácticamente terminadas y se está entrando de lleno en la fase de puesta en marcha o commissioning que consiste en ir probando gradualmente cada uno de los equipos y subsistemas de la planta hasta llegar a operación comercial a fines de 2011.

MEDIOAMBIENTE: El programa de control ambiental durante la construcción ha seguido su curso y hemos continuado con: la Auditoría Ambiental Independiente que lleva a cabo el EULA, las campañas de monitoreo de ruido (diurna y nocturna) en distintos puntos localizados en la ciudad

de Coronel, la campaña de monitoreo de calidad del aire, y la campaña de monitoreo marino en la bahía de Coronel, el sistema de medición continua de temperaturas en el agua en distintos puntos de la bahía. También se iniciaron las obras en el sitio de manejo de cenizas ubicado aproximadamente a 4 km. al sureste de la central Santa María.

RELACIÓN CON LA COMUNIDAD: Desde su inicio en 2006, la construcción de la central Santa María ha estado en permanente contacto con la comunidad del sector sur de Coronel, llevando a cabo actividades que permitan desarrollar relaciones colaborativas mejorando el capital humano, la calidad de vida y generando oportunidades en nuestros vecinos directos.

El 2010 fue un año de asentamiento de la relación con la comunidad de Coronel. En coordinación con el Municipio, se ejecutaron programas de desarrollo de infraestructura social, habilitación de espacios comunitarios, eventos educativos, entre otros. Podemos destacar las siguientes iniciativas que se realizaron durante el año 2010:

- Fondos de Desarrollo Social: En conjunto con las juntas de vecinos del sector sur de Coronel, se diseñó un Fondo de Desarrollo Social abierto a las organizaciones sociales territoriales, con el objetivo de aportar con recursos a proyectos que tiendan a mejorar la calidad de vida de las comunidades. El Fondo se lanzó en el 2009 y en su segunda etapa durante el 2010 permitió continuar con el desarrollo y elaboración de cuatro proyectos de construcción de sedes sociales, tres proyectos de reparación y/o equipamiento de sedes, tres proyectos de mejoramiento de espacios públicos y un proyecto de pavimentación.
- Eventos con la comunidad (Día de la Tierra, Día del Niño, Fiesta de la Primavera de Coronel, Navidad): bajo un esquema cooperativo, se apoyaron varias actividades del sector sur durante el año donde participaron en total 5.500 niños.
- Participación en la ceremonia de premiación y celebración del aniversario de los 99 años de la Asociación de Fútbol de Coronel: Colbún donó Copas y el 50% de la implementación deportiva como premio.

EL 2010 FUE UN AÑO DE CONSOLIDACIÓN DE NUESTRA RELACIÓN CON LA COMUNIDAD DE CORONEL.

- Inicio de proyecto de Áreas Verdes, que cuenta con diseño y asesoría de la Fundación Mi Parque: comienza en el Sector Botadero 3 con una superficie de 5.000 m² e incluye arborización y tratamiento de salud.

- Realización de programa de Voluntariado Colbún - UDD "Operativo Orientativo y Educativo en Salud": en el sector sur de Coronel se realizaron atenciones y consultas kinesiológicas, psicológicas y de enfermería. Con la participación de 35 voluntarios se contó con la asistencia de unas 150 personas.

- Apoyo post-terremoto 27/2: con respecto a la ayuda inmediata después del terremoto, aportamos directamente a la I. Municipalidad de Coronel con donaciones de petróleo, alimentos no perecibles, artículos de higiene personal, pañales, etc. También se prestaron 3 contenedores de oficina para uso como campamento temporal, un generador eléctrico y se repartieron cajas de alimentos entre nuestras comunidades vecinas. Posteriormente Colbún apoyó la construcción de 10 Mediaguas Municipales con una cuadrilla contratada y personal de la compañía, también se forró la cara norte de 20 viviendas de emergencia utilizando planchas de Zincalum.

Con el fin de mantener una comunicación fluida y transparente con nuestros vecinos e informar de los avances del proyecto, se desarrollaron las siguientes actividades:

- Día de Puertas Abiertas: durante el año 2010, la central Santa María abrió sus puertas periódicamente para visitas educativas, las que culminaron con un gran evento en septiembre donde asistieron más de 6.000 personas.

- Distribución del boletín "Más Energía": durante 2010 se han distribuido 4 nuevas ediciones del boletín Más Energía que informan y educan sobre la central Santa María y su trabajo en la comunidad. El boletín tiene un tiraje de 5.000 unidades y se reparte de casa en casa a nuestros vecinos directos y autoridades locales.

En resumen, se estima que durante el año 2010 se realizaron, en conjunto con la ONG Casa de la Paz, 7 reuniones con la mesa, 80 reuniones directas con dirigentes (FDS y otros) y se han ejecutado más de 15 actividades de RSE con participación de la comunidad.

La envergadura del proyecto de la central presenta una fuente importante de trabajo y capacitación en la zona. Durante el año 2010 la dotación promedio del proyecto Santa María alcanzó a 2.500 personas. Cabe destacar que la mano de obra regional representó en promedio 75%, de los cuales 35% fueron de las comunas de Lota y Coronel. Con el fin de maximizar la mano de obra local, se realizaron programas de capacitación, especialmente en áreas de interés de la central (electricidad, soldadura, oleo hidráulica e instrumentación y

control). Durante el ejercicio 2010 se capacitaron alrededor de 400 personas, en comparación a 143 personas el año 2009.

Proyecto Línea de Transmisión Santa María-Charrúa

DESCRIPCIÓN: La línea de transmisión Santa María-Charrúa permitirá que la energía generada por la Central Santa María I sea entregada al Sistema Interconectado Central (SIC), mediante una línea de transporte de 2x220 kV, con una capacidad máxima de 900 MVA por circuito. La línea transportará la energía desde una subestación encapsulada (GIS) ubicada en la central hasta la subestación Charrúa, distante unos 75 km., en la comuna de Coronel.

AVANCE: Durante el año 2010, concluyó la construcción de la línea. Si bien las intensas lluvias y fuertes vientos registrados durante el invierno dificultaron los trabajos, esto no impidió terminar en septiembre, todas las obras de construcción y los 75 kms de tendido del conductor. Esto permitió, realizar la puesta en servicio, la energización de la línea y hacer las pruebas de su sistema de comunicación, quedando la línea operativa a contar de septiembre.

MEDIOAMBIENTE: Este proyecto también significó importantes actividades relacionadas con el medioambiente, todas las cuales fueron verificadas por una Auditoría Ambiental Independiente a cargo de la



empresa Parés & Álvarez. Fue así como se realizó la plantación de 8.000 copihues y la plantación de 40 ha de bosque nativo para el control de la erosión.

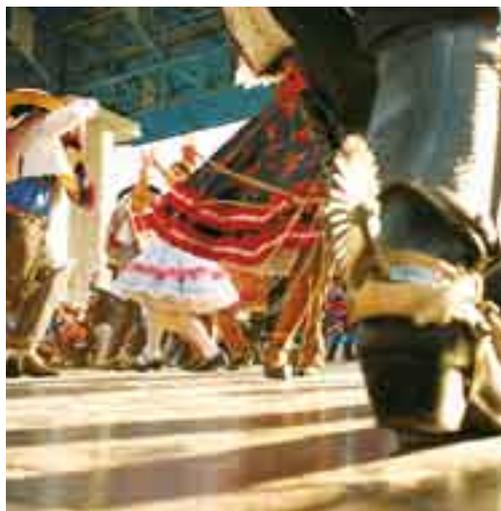
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura

DESCRIPCIÓN: El proyecto de la central hidroeléctrica Angostura, considera aprovechar los recursos hídricos de los ríos Biobío y Huequecura mediante la construcción de un embalse. Este proyecto contempla una capacidad instalada de aproximadamente 316 MW y una generación media anual de 1.542 GWh. La central se ubica a unos 63 km. al sur oriente de la ciudad de Los Ángeles, y a 18 km. aguas arriba de las ciudades de Santa Bárbara y Quilaco en la Provincia de Biobío, Región del Biobío. Esta central de embalse de regulación mínima generará 241 GWh por km² de superficie inundada, demostrando su alta eficiencia. La energía eléctrica generada se inyectará al Sistema Interconectado Central (SIC), a través de un tendido eléctrico de alta tensión hasta la futura subestación Mulchén.

AVANCE: A partir del 1 de febrero del año 2010, se dió inicio a la construcción de la central al adjudicar al consorcio conformado por la empresa italiana Impregilo y Constructora Fe Grande, la ejecución de los contratos civiles principales: la presa de hormigón rodillado, los túneles de desvío y de aducción, las obras civiles de la casa de



Celebración del Día del Niño, Coronel.





Vista aérea del Proyecto Angostura

máquinas, la pared moldeada, el pretil de material granular y varias obras complementarias. Así como también, adjudicamos los contratos de suministro y montaje del equipamiento hidromecánico y electromecánico a las empresas Andritz y Alstom respectivamente.

Hacia fines de año finalizó la construcción y se puso en servicio el camino by-pass provisorio que une Santa Bárbara y Ralco durante la construcción de la central.

La ejecución de las obras, permitió crear hasta 1.592 empleos directos, con un 39% de contrataciones provenientes de las comunas de Quilaco y Santa Bárbara.

Paralelamente, en el contexto de las relocalizaciones, 23 familias de un total de 43 ya han sido reasentadas en sus nuevos predios y viviendas. Estas familias están siendo asistidas por empresas especializadas que les brindan apoyo psicosocial en la adaptación a sus nuevas casas y en el apoyo productivo, en capacitación, inserción laboral y planes de negocios sustentables.

MEDIOAMBIENTE: Como parte de la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) correspondiente al proyecto, durante el año 2010 se han desarrollado diversas actividades relacionadas a la protección del medio ambiente y el manejo forestal:

- Planes de Manejo de Preservación: El proyecto es el primero en el país en obtener una Resolución Fundada de acuerdo a lo que establece la nueva Ley de Bosque Nativo. Producto de lo anterior dicha área se establece como área orientada a la preservación y estudio.

- Plan de Manejo Ambiental Integral de Fauna Ictica: Este estudiará los cursos de agua de la cuenca media con el objetivo de buscar áreas posibles de conservar y potenciar, protegiendo de esta manera las especies nativas en estado de conservación.

- Minimización de las descargas de efluentes líquidos: Las aguas de proceso son tratadas y reutilizadas con el objetivo de minimizar sus descargas y reducir también el consumo de aguas crudas.

- Auditorías Ambientales: Se encuentra en desarrollo una Auditoría Ambiental Inde-

pendiente que verifica permanentemente el cumplimiento de la RCA y la normativa aplicable. Además se está desarrollando de forma inédita una Auditoría Social Independiente que realiza el seguimiento de los compromisos asociados al Plan de Reasentamiento de las familias afectadas por la inundación.

RELACIÓN CON LA COMUNIDAD: Durante el año 2010 hemos iniciado varias líneas de trabajo complementarias en la zona del proyecto Angostura. Los programas iniciados por nuestra compañía se diseñan y ejecutan en conjunto con la comunidad y autoridades. El objetivo es cubrir de forma integral distintos ámbitos a través de programas de fomento productivo, programas sociales, urbanísticos, turísticos y educacionales. Las principales iniciativas que se realizaron durante el año fueron:

- Programa Energía para Emprendedores: Durante el año se dio inicio al proyecto de fomento productivo "Energía para Emprendedores", desarrollado en conjunto con las Municipalidades de Quilaco y Santa Bárbara, para sus respectivos habitantes. Este programa tiene como objetivo apoyar durante 5 años a los emprendedores de estas zonas, con especial énfasis en turismo, agricultura, apicultura y ganadería. La organización TechnoServe una ONG con vasta experiencia internacional, está a cargo de la ejecución del proyecto a través de capacitaciones y asesorías personalizadas

EL 2010 INICIAMOS VARIAS LÍNEAS DE TRABAJO COMPLEMENTARIAS A LA ZONA DEL PROYECTO ANGOSTURA

realizadas por un equipo de más de 16 profesionales.

- Firma de convenio de Responsabilidad Social Empresarial: con el objetivo de fomentar el desarrollo productivo local, firmamos importantes convenios con las Municipalidades de Santa Bárbara y Quilaco. Los montos serán destinados a diversos proyectos de la comunidad relacionado con educación, deporte y fomento productivo.

- Mesa de Turismo: con el fin de trabajar asociativamente con las autoridades locales y la comunidad, se creó la mesa de turismo, la cual tiene por objetivo desarrollar un polo atractivo para el turismo de la zona del proyecto. En esta mesa participan los presidentes de las juntas de vecinos de las comunidades aledañas al proyecto, los alcaldes de las comunas de Santa Bárbara y Quilaco junto a sus equipos técnicos, autoridades de turismo y fomento productivo del gobierno regional, las cámaras de comercio y turismo de la zona, representantes de empresas turísticas de la zona, Colbún y asesores en temas de arquitectura, paisajismo, fomento productivo y turismo financiados por la empresa.

Proyecto Central Hidroeléctrica San Pedro

DESCRIPCIÓN: El proyecto central hidroeléctrica San Pedro se ubica a unos 25 km. al nororiente de la ciudad de Los Lagos, en la provincia de Valdivia de la Región de Los Ríos y considera aprovechar las aguas del río homónimo mediante una central ubicada 14 km. aguas abajo del Lago Riñihue.

Este proyecto tendrá una capacidad instalada de aproximadamente 150 MW y una generación media anual cercana a los 960 GWh, que se inyectarán al Sistema Interconectado Central (SIC), a través de un tendido eléctrico de alta tensión en 220 kV hasta la subestación Ciruelos. La operación de la central será de manera tal que permita mantener inalteradas las condiciones hidrológicas del río aguas abajo de la central.

AVANCE: Durante el año 2010 se ha concluido la construcción de las obras preliminares, es decir, el despeje de vegeta-

Tollo de Agua Dulce (*Diplomystes nahuelbutaensis*)
 El Plan de Manejo Ambiental Integral de la Fauna Íctica (PMAIFI) del Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura implementará las medidas de manejo destinadas a asegurar la conservación de las especies de peces nativos en el área de influencia de esta central, entre ellos el Tollo de Agua Dulce.
 Fotografía gentileza del Centro de Ecología Aplicada Ltda.



ción de las áreas del proyecto, los caminos de acceso y los dos túneles de desvío. A principio del año 2010, decidimos iniciar campañas de estudios geológicos y geotérmicos adicionales para consolidar el conocimiento del terreno y contar con todos los antecedentes necesarios antes de iniciar las obras principales como la represa, la casa de máquinas y los túneles de aducción. Con la información recabada a la fecha por los estudios, se prevee la realización de adecuaciones a las obras civiles. Una vez terminado los estudios de terreno, se contratarán los estudios de ingeniería para la adecuación del actual proyecto, los cuales se presentarán a las autoridades respectivas. Debido a lo anterior, en noviembre se decidió postergar la adjudicación de las obras principales. El cronograma de la construcción del proyecto se tendrá una vez terminada la campaña de estudios adicionales, los cuales se espera que finalicen durante el año 2011.

MEDIOAMBIENTE: Este año continuamos con la Auditoría Ambiental Independiente, las campañas de monitoreo de calidad del agua del río San Pedro y las actividades de la estación ecológica que tiene por objetivo, en trabajo conjunto con el Centro de Ciencias Ambientales EULA de la Universidad de Concepción, generar información sobre la fauna íctica presente en el río San Pedro y desarrollar las medidas de manejo comprometidas para estas especies.

RELACIÓN CON LA COMUNIDAD: De forma paralela, hemos continuado con las obras de apoyo a la comunidad, tales como:

- Terminal de buses: durante el año se ha continuado desarrollando el proyecto en

conjunto con la Municipalidad de Los Lagos. A finales del año se ingresó el anteproyecto a la Dirección de Obras Municipales.

- Balneario Riñihue: durante el año se ha continuado desarrollando el proyecto en conjunto con la Municipalidad de Los Lagos para la implementación de un balneario en el sector. El anteproyecto ya fue aprobado por el Consejo Municipal.

- Centro de Información Turística Los Lagos: la Municipalidad de Los Lagos entregó los requerimientos y la ubicación sugerida del centro del centro, y ya se comenzó con la licitación de la arquitectura para el diseño.

- Puente Río Collilelfu: durante el año fue definido el lugar óptimo para la construcción del puente, y en conjunto al MOP, MINVU y Municipalidad se establecieron las responsabilidades de cada parte. Colbún se encargará del diseño y construcción.

- Playa Panguipulli: durante el año se ha continuado desarrollando el proyecto "Mejoramiento de costanera y playa Panguipulli". Ya fue presentada la propuesta conceptual de arquitectura y listado de estudios de ingeniería en el Concejo Municipal.

- Apoyo a la Asociación de Recolectores de Frutos Silvestres: se han desarrollado planes de negocios coordinados con los 93 beneficiarios, el Municipio de Los Lagos y el Seremi de Económica, los cuales están en las primeras etapas de ejecución.

- Muestra del Museo Interactivo Mirador en Panguipulli y Los Lagos: esta iniciativa, desarrollada en conjunto con las municipalidades

locales, contó con la asistencia de más de 8.000 niños de las comunidades locales.

- Apoyo al básquetbol: con el fin de potenciar el deporte en las comunas de Panguipulli y Los Lagos, Colbún firmó un convenio con el Club Deportivo Valdivia que permite desarrollar clínicas de básquetbol, campeonatos, presentaciones y capacitaciones a entrenadores locales en las municipalidades respectivas.

- Apoyo a las Comunidades Indígenas del Sector: Colbún ha apoyado a 2 comunidades indígenas cercanas al proyecto San Pedro a través de becas escolares, apoyo y capacitación en agricultura, ganadería y forestal y compra de implementos para desarrollo productivo. Se espera seguir acompañando a estas comunidades con el fin de apoyar su emprendimiento y transformarlo en una actividad autosustentable.

Proyecto Línea de transmisión San Pedro-Ciruelos

DESCRIPCIÓN: El proyecto Línea de transmisión San Pedro - Ciruelos, que permite evacuar la energía de la Central San Pedro al SIC, consiste en una línea de 40 km., aproximadamente, en simple circuito. Las principales actividades desarrolladas durante el año 2010 fueron la ingeniería básica de la ampliación de la Subestación Ciruelos, el inicio del proceso de licitación de las obras de construcción de la Línea de Alta Transmisión y la presentación de la solicitud de rectificación de la concesión eléctrica, debido al cambio de trazado en los dos extremos de la Línea.



Destaca además, la aprobación por parte de la autoridad ambiental de la Declaración de Impacto Ambiental del proyecto de la línea de transmisión.

Adicionalmente estamos trabajando en la presentación de la solicitud de concesiones eléctricas y continuando con las negociaciones con los propietarios.

En paralelo efectuamos una campaña en terreno para ampliar el conocimiento sobre algunos hallazgos arqueológicos localizados en los sectores del trazado de la línea, lo que permitió definir en conjunto con la autoridad, las medidas a implementar.

PROYECTOS EN DESARROLLO

Proyecto Central Térmica Santa María II

Colbún cuenta con el permiso ambiental para la construcción de una segunda unidad similar a la primera unidad que está actualmente en construcción como mencionamos anteriormente.

Luego de un proceso de licitación internacional para la ingeniería, fabricación, construcción y puesta en servicio de la segunda unidad de carbón del complejo térmico Santa María de Coronel, seleccionamos en marzo 2010, a la empresa coreana Posco E&C. Durante el año 2011 complementaremos los estudios y las evaluaciones del proyecto tanto desde el punto de vista comercial y financiero, para definir oportunamente el inicio de las obras, si correspondiera.

Proyectos hidroeléctricos en estudio

Estamos realizando estudios de prefactibilidad técnica, económica y ambiental de diversos proyectos hidroeléctricos, que uti-

lizarían derechos de agua que poseemos en las Regiones de Valparaíso y del Maule, principalmente, que nos permitirán desarrollar proyectos por aproximadamente 500 MW.

Entre ellos, el proyecto que presenta más avance es la Mina. Una central de pasada ubicada en el río Maule aguas arriba del embalse Colbún, en la comuna San Clemente, región del Maule. Tiene una potencia de diseño de 30 MW y se espera que genere en el orden de 180 GWh al año. El proyecto fue ingresado al Sistema de Evaluación Ambiental en el mes de marzo 2010. Es importante destacar que se requiere tiempo en inversión en un proyecto hidroeléctrico antes de iniciar su ejecución. Estudios de terreno, ingeniería, logística, transmisión y estudios de viabilidad ambiental y social son necesarios para decidir sobre su ejecución.

Otros proyectos de Energías Renovables No Convencionales

Estamos convencidos que Colbún se transformará en uno de los actores principales en el ámbito de las Energías Renovables No Convencionales, en especial en aquellas que son competitivas en la actualidad, permitiendo no sólo dar cumplimiento a las exigencias legales y de los mercados, sino también, logrando una diversificación de nuestra matriz energética e incrementando su sustentabilidad económica y ambiental.

Colbún está estudiando diversos proyectos, dentro de los cuales se encuentran los proyectos de Energías Renovables No Convencionales.

Durante el año 2010 se analizaron potenciales proyectos de mini centrales, las cuales

utilizarían derechos de aguas de asociaciones de regantes, empresas y particulares. En cuanto a los desarrollos eólicos se ha continuado con el proceso de estudio iniciado en el año 2009, con la instalación de torres de medición, y se ha ampliado la búsqueda de nuevos proyectos en otras zonas del país.

En cuanto a la energía geotérmica hemos decidido apostar a ella, dado el potencial que Chile tendría para su desarrollo. En este ámbito, Colbún se ha adjudicado vía licitación, las concesiones de exploración geotérmica Alitar y Colimapu. También, durante el año 2010 se solicitaron nuevas concesiones, además se está participando en un nuevo proceso de licitación, cuyo resultado se debería conocer durante el primer semestre de 2011.

PROYECTOS EN DESARROLLO JUNTO A OTRAS EMPRESAS

Proyecto Hidroeléctrico Aysén

Participamos en el 49% de la propiedad de Hidroeléctrica Aysén S.A. ("HidroAysén"), sociedad que busca desarrollar el Proyecto Aysén. Este proyecto, que es la principal iniciativa de inversión en desarrollo de energía hidráulica en el país, consiste en la construcción de 5 centrales en la Región de Aysén utilizando los recursos de los ríos Baker y Pascua. La capacidad total instalada ascendería a 2.750 MW. El proyecto fue ingresado al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental en agosto del 2008 y se espera su resolución durante el año 2011.

DOCUMENTOS E INFORMACIÓN CONSTITUTIVA

DOR
REN.
IRE
A
GENERADOR
SIST FREN
P. AIRE BAJ.
BLOQ. PART.

DOR
ENT.
ENT.
A
GENERADOR
ENFR. AIRE
AGUA REF.
GASTO INSU.

EMP.
AC.
AJA
ART.
TURB. EJE
SELLO SERV.
U. FUN. AGUA
INSUF. /

DER
MA
DIO
AJA
TURBINA
DESCANSO
TEMP. AC.
ALTA

IG
MA A
A 2
A
REFR. SIST. A
BOMBA
RESPALDO
FUNC

GENERADOR
SIST FREN
GATOS APL
BLOQ. PART

GENERADOR
SIST. LEVAN.
GATOS APL.
BLOQ. PART.

GEN. DESC.
GUIA SUP.
AGUA REF.
INSUFICIEN.

GEN. DESC.
GUIA SUP.
AC. NIVEL
BAJO

GEN. DESC.
GUIA SUP.
AC. NIVEL
ALTO

GEN. DESC.
EMP. Y GUIA
AGUA REFRL
INSUFICIEN.

GEN. DESC.
EMP. Y GUIA
AC NIVEL
BAJO

GEN. DESC.
EMP. Y GUIA
AC. NIVEL
ALTO

TURB DIFUS
LAVADO
UNID DET
AGUA INSUF.

GEN. DESC.
GUIA SUP.
AC. FLUJO
INSUFICIEN.

REFRIG.
SISTEMA A
FILTRO AUT.
OBSTRUIDO

REFRIG.
SISTEMA B
BOMBA 1
FALLA

REFRIG.
SISTEMA B
BOMBA 2
FALLA

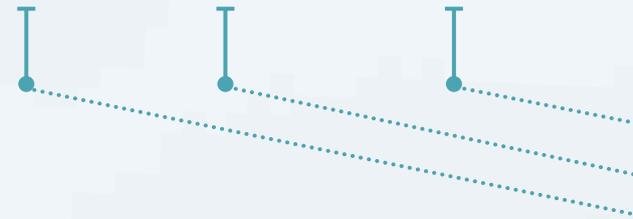
PÁG.

91

Cuadro de alarmas de unidad N°1,
Central Hidroeléctrica Canutillar.

ESTRUCTURA DE PROPIEDAD

100% Colbún International Ltda.
 99,99% Termoeléctrica Antihue S.A.
 99,99% Empresa Eléctrica Industrial S.A.

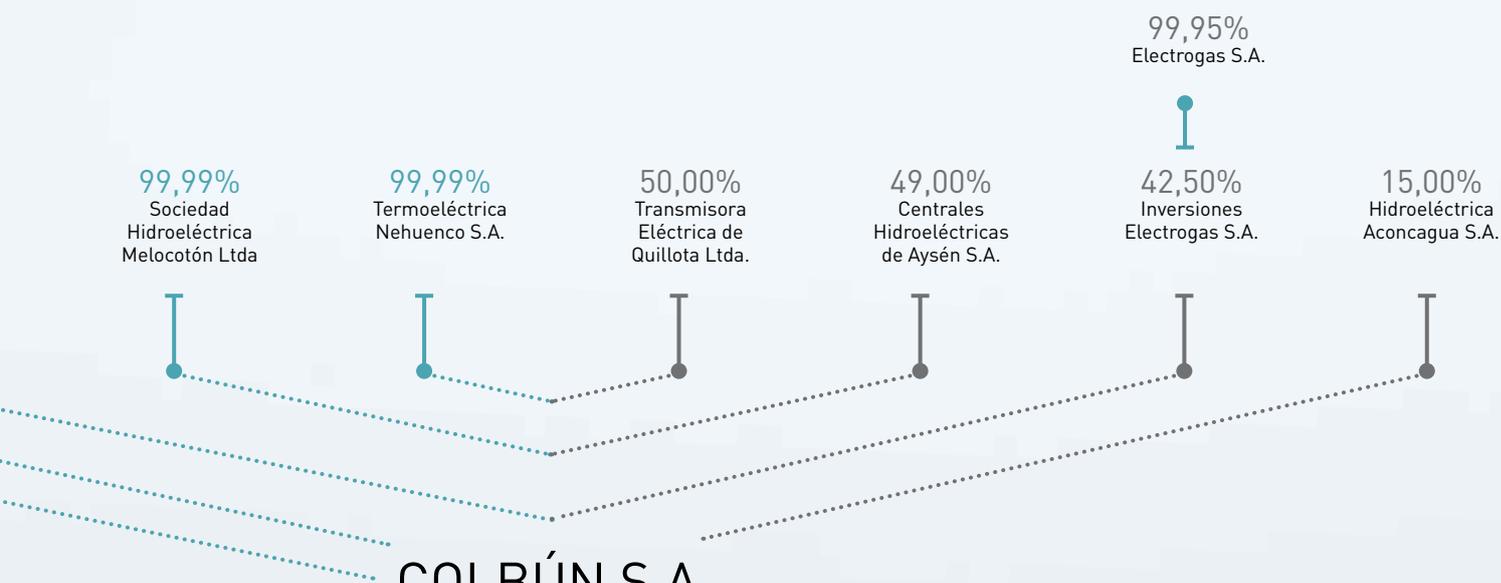


IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD

Razón Social: Colbún S.A.
Rol Único Tributario: 96.505.760-9
Tipo De Entidad: Sociedad Anónima Abierta.
Inscripción en el Registro de Valores: N° 0295.
Audidores Externos: Deloitte Auditores y Consultores Limitada.
Dirección: Av. Apoquindo 4775, piso 11, Santiago.
Teléfono: (56 2) 460 4000
Fax: (56 2) 460 4005
Sitio Web: <http://www.colbun.cl>

DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS

La constitución de Colbún S.A., originalmente instituída bajo el nombre de Empresa Eléctrica Colbún Machicura S.A., consta en la escritura pública de fecha 30 de abril de 1986, otorgada ante el Notario Público de Santiago don Mario Baros González, cuyo extracto fue inscrito en el Registro de Comercio de Talca del mismo año, a fojas 86 vuelta número 86, y publicado en el Diario Oficial N° 32.484, del 31 de mayo de 1986. Actualmente, luego de la modificación del domicilio y la razón social, Colbún S.A. se encuentra inscrita en el Registro de Comercio de Santiago a fojas 12.773 número 10.265 del año 1999.



COLBÚN S.A.



- Empresas Filiales
- Empresas Coligadas

EMPRESAS FILIALES

Razón Social y naturaleza jurídica	Objeto Social	Datos Generales
TERMOELÉCTRICA ANTILHUE S.A.	Generación, transporte, transformación, distribución, suministro o comercialización de energía eléctrica y administración u operación de instalaciones eléctricas.	Sociedad Anónima Cerrada. Constituida con fecha 14 de diciembre 2007. Propietaria de la central termoeléctrica Antilhue
EMPRESA ELÉCTRICA INDUSTRIAL S.A.	Producción, transporte, distribución, suministro o comercialización de energía eléctrica y administración u operación de instalaciones eléctricas.	Sociedad Anónima Cerrada. Constituida con fecha 31 de diciembre de 1997. Propietaria de la central hidroeléctrica Carena.
TERMOELÉCTRICA NEHUENCO S.A.	Producción, transporte, distribución, suministro o comercialización de energía eléctrica y administración u operación de instalaciones eléctricas.	Sociedad Anónima Cerrada. Constituida con fecha 13 de abril de 2006. Encargada de la operación de las centrales que conforman el complejo termoeléctrico Nehuenco, ubicado en la comuna de Quillota, V Región, y de la central termoeléctrica Candelaria, ubicada en la comuna de Mostazal, VI Región.
COLBUN INTERNATIONAL LIMITED	Apoyar la optimización de los eventuales negocios internacionales que desarrolle la compañía.	Sociedad de Responsabilidad Ltda. Constituida con fecha 3 de julio de 2001 en la ciudad de George Town, Grand Cayman, bajo las leyes de las Islas Cayman.
HIDROELÉCTRICA MELOCOTÓN LTDA	Realizar estudios de prefactibilidad y desarrollar proyectos de centrales hidroeléctricas y operación de éstas.	Sociedad de Responsabilidad Limitada. Constituida con fecha 1 de julio de 1980. Esta sociedad, si bien no tiene en la actualidad actividades operativas cuenta con derechos de aprovechamiento de aguas para desarrollar proyectos hidroeléctricos.
HIDROELÉCTRICA GUARDIA VIEJA S.A.	Producción, transporte, distribución, suministro o comercialización de energía eléctrica y administración u operación de instalaciones eléctricas	Sociedad Anónima Cerrada. Constituida con fecha 12 de diciembre de 1984. Es dueña de la central hidroeléctrica Los Quilos y sus filiales Hidroeléctrica Aconcagua S.A (85%), Río Tranquilo S.A. (99,99%) y Obras y Desarrollo S.A.(99,90%)
HIDROELÉCTRICA ACONCAGUA S.A. (filial de Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A.)	Desarrollar el proyecto de la central Aconcagua aprovechando los derechos de agua que posee dicha empresa en los ríos Juncal y Blanco.	Sociedad Anónima Cerrada. Constituida con fecha 12 de noviembre de 1990. Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A. es dueña del 85% de la propiedad y durante el año 2010 Colbún S.A. pasó a ser titular del 15% restante. Propietaria de las centrales hidroeléctricas Juncal, Juncalito y Blanco.
RÍO TRANQUILO S.A. (filial de Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A.)	Generación, transporte, distribución, compra y venta de potencia y energía eléctrica.	Sociedad Anónima Cerrada. Constituida con fecha 20 de mayo de 2005. Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A. es dueña del 99,99% de las acciones de esta sociedad. Propietaria de la central hidroeléctrica Hornitos.
OBRAS Y DESARROLLO S.A. (filial de Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A.)	Estudiar, ejecutar y construir obras de infraestructura e ingeniería.	Sociedad Anónima Cerrada. Constituida con fecha 6 de marzo de 1996. Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A. es dueña del 99,99% de las acciones de esta sociedad. Propietaria de la central hidroeléctrica Chacabuco.

(1) Porcentaje de propiedad de Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A.

Patrimonio (MUS\$)	Utilidad (pérdida) (MUS\$)	Participación Directa e Indirecta	Presidente	Gerente General	Directorio
22.362	(1.465)	99,99%	Bernardo Larraín M <i>Gerente General de Colbún S.A.</i>	Enrique Donoso M. <i>Gerente División Generación de Colbún S.A.</i>	Emilio Pellegrini R., <i>Director de Colbún S.A.</i> Cristián Morales J., <i>Gerente de Finanzas y Administración de Colbún S.A.</i>
6.029	(870)	99,99%	Bernardo Larraín M., <i>Gerente General de Colbún S.A.</i>	Enrique Donoso M. <i>Gerente División Generación de Colbún S.A.</i>	Emilio Pellegrini R., <i>Director de Colbún S.A.</i> Cristian Morales J., <i>Gerente de Finanzas y Administración de Colbún S.A.</i>
(9.227)	(2.870)	99,99%	Bernardo Larraín M., <i>Gerente General de Colbún S.A.</i>	Enrique Donoso M., <i>Gerente División Generación de Colbún S.A.</i>	Emilio Pellegrini R., <i>Director de Colbún S.A.</i> Cristián Morales J., <i>Gerente de Finanzas y Administración de Colbún S.A.</i>
536	(16)	100%	Representante legal: Bernardo Larraín M., <i>Gerente General de Colbún S.A.</i>		Bernardo Larraín M., <i>Gerente General de Colbún S.A.</i> Emilio Pellegrini R., <i>Director de Colbún S.A.</i> Cristián Morales J., <i>Gerente de Finanzas y Administración de Colbún S.A.</i>
530	(3)	99,99%	Representante legal: Bernardo Larraín M., <i>Gerente General de Colbún S.A.</i>		
350.944	29.457	99,99%	Bernardo Larraín M., <i>Gerente General de Colbún S.A.</i>	Enrique Donoso M. <i>Gerente División Generación de Colbún S.A.</i>	Emilio Pellegrini R., <i>Director de Colbún S.A.</i> Cristián Morales J., <i>Gerente de Finanzas y Administración de Colbún S.A.</i>
137.047	37.894	85% (1)	Bernardo Larraín M., <i>Gerente General de Colbún S.A.</i>	Enrique Donoso M. <i>Gerente División Generación de Colbún S.A.</i>	Emilio Pellegrini R., <i>Director de Colbún S.A.</i> Cristián Morales J., <i>Gerente de Finanzas y Administración de Colbún S.A.</i>
59.751	7.545	99,99% (1)	Bernardo Larraín M., <i>Gerente General de Colbún S.A.</i>	Enrique Donoso M., <i>Gerente División Generación de Colbún S.A.</i>	Emilio Pellegrini R., <i>Director de Colbún S.A.</i> Cristián Morales J., <i>Gerente de Finanzas y Administración de Colbún S.A.</i>
57.590	(4.413)	99,9% (1)	Bernardo Larraín M., <i>Gerente General de Colbún S.A.</i>	Enrique Donoso M., <i>Gerente División Generación de Colbún S.A.</i>	Emilio Pellegrini R., <i>Director de Colbún S.A.</i> Cristián Morales J., <i>Administración Gerente de Finanzas y Administración de Colbún S.A.</i>



EMPRESAS COLIGADAS

Razón Social y naturaleza jurídica	Objeto Social	Datos Generales	Patrimonio (MUS\$)
INVERSIONES ELECTROGAS S.A.	Comprar, vender, invertir y mantener acciones de Electrogas S.A.	Sociedad Anónima Cerrada. Constituida con fecha 11 de marzo de 1999. Inversiones Electrogas S.A. es una compañía cuyos accionistas son Colbún S.A. (42,5%), Endesa S.A. (42,5%) y Enap (15%).	18.994.872
TRANSMISORA ELÉCTRICA DE QUILLOTA LIMITADA	Transmisión, distribución y suministro de electricidad.	Sociedad de Responsabilidad Limitada. Propietaria de la subestación San Luis ubicada junto al complejo termoeléctrico Nehuenco y de la línea de alta tensión de 220 KV que une dicha subestación con la subestación Quillota. La Empresa inició sus operaciones comerciales en 1999.	10.054.645
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE AYSÉN S.A.	Desarrollo, financiamiento, propiedad y explotación de un proyecto hidroeléctrico en la Décimo Primera Región de Aysén.	Sociedad Anónima Cerrada. Constituida por escritura pública de fecha 4 de septiembre de 2006, otorgada en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha.	98.781.558

Propiedad y control

Al 31 de Diciembre de 2010 el capital social de la empresa está constituido por 17.536.167.720 acciones suscritas y pagadas, sin valor nominal.

En la Vigésimo Tercera Junta Extraordinaria de Accionistas de la sociedad, celebrada el día 23 de abril de 2010, se acordó modificar los estatutos sociales a fin de adecuarlos a la Ley N° 20.382, sobre Gobiernos Corporativos, que modificó, entre otros cuerpos legales, a la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas.

En esa misma oportunidad se aprobó un texto refundido de los estatutos sociales, el que consta en la escritura pública otorgada con fecha 7 de mayo de 2010 en la notaría de Santiago de don Raúl Undurraga Laso, y su extracto fue inscrito en el Registro de Comercio de Santiago del mismo año a fojas 26.183 N° 17.951, y publicado en el Diario Oficial con fecha 2 de junio de 2010. En la tabla n°1 se presenta la lista de los doce mayores accionistas de la empresa al 31 de diciembre de 2010.

CAMBIOS EN LA PROPIEDAD

Los cambios en la propiedad que se realizaron entre el 31 de diciembre de 2009 y la misma fecha de 2010, se destacan en la tabla n°2.

CONTROLADOR

Al 31 de diciembre de 2010 Minera Valparaíso S.A., en forma directa y a través de su filial Forestal Cominco S.A., posee el control de la Compañía de acuerdo al detalle que se aprecia en la tabla n°3. Minera Valparaíso S.A., es una sociedad anónima abierta, perteneciente a un grupo empresarial [Grupo Matte] que tiene inversiones en el sector eléctrico, financiero, forestal, inmobiliario, telecomunicaciones y portuario, y cuyos controladores finales en partes iguales son las siguientes personas naturales: doña Patricia Matte Larraín, RUT N° 4.333.299-6; don Eliodoro Matte Larraín, RUT N° 4.436.502-2 y don Bernardo Matte Larraín, RUT N° 6.598.728-7.

Utilidad (pérdida) (MUS\$)	Participación Directa e Indirecta	Presidente	Gerente General	Directorio
7.849.417	42,50%	Claudio Iglesias G.	Carlos Andreani L.	Pedro Gatica K., Rafael Sotil B. Juan Eduardo Vásquez M., <i>Gerente División Negocios de Colbún S.A.</i> Enrique Donoso M., <i>Gerente División Generación de Colbún S.A.</i>
925.154	50,00%	Juan Eduardo Vásquez M.,		Gabriel Carvajal M. Ricardo Santibáñez Z. Enrique Donoso M., <i>Gerente División Generación de Colbún S.A.</i>
(7.186.862)	49,00%	Antonio Albarrán Ruíz- Clavijo	Daniel Fernández K.	Bernardo Larraín M., <i>Gerente General de Colbún S.A.</i> Luis Felipe Gazitúa A., <i>Director de Colbún S.A.</i> Joaquín Galindo V. Ramiro Alfonsín B. Juan Benabarre B.

TABLA N°1: DOCE MAYORES ACCIONISTAS AL 31 DE DICIEMBRE 2010

Accionistas mayoritarios	Accionistas	%
MINERA VALPARAÍSO S.A.	6.166.879.733	35,17
FORESTAL COMINCO S.A.	2.454.688.263	14,00
ANTARCHILE S.A.	1.680.445.653	9,58
LARRAÍN VIAL S.A. CORREDORA DE BOLSA	381.911.249	2,18
BANCHILE CORREDORES DE BOLSA S.A.	305.780.705	1,74
BANCO DE CHILE POR CUENTA DE TERCEROS CA	278.154.337	1,59
FONDO DE PENSIONES PROVIDA C	272.562.538	1,55
CELFIN CAPITAL S.A. CORREDORES DE BOLSA	272.547.232	1,55
BANCO ITAÚ POR CUENTA DE INVERSIONISTAS	250.873.636	1,43
FONDO DE PENSIONES PROVIDA A	217.823.328	1,24
FONDO DE PENSIONES HABITAT C	213.893.666	1,22
FONDO DE PENSIONES HABITAT A	183.942.636	1,05
Sub Total	12.679.502.976	72,30
Otros 4.085 Accionistas	4.856.664.744	27,70
Total Acciones Suscritas y Pagadas	17.536.167.720	100,00

TABLA N°2: PRINCIPALES AUMENTOS Y DISMINUCIONES DE PARTICIPACIÓN ACCIONARIA

Aumento de participación accionaria			
Accionista	N° Acciones al 31/12/2009	N° Acciones al 31/12/2010	Variación 2010/2009 en N° de acciones
AFP CUPRUM S.A.	305.110.166	470.096.935	164.986.769
SANTANDER INVESTMENT S.A. CORREDORES DE BOLSA	61.592.104	174.120.388	112.528.284
BANCO ITAÚ POR CUENTA DE INVERSIONISTAS	161.964.098	250.873.636	88.909.538
AFP PROVIDA S.A.	655.782.398	739.236.372	83.453.974
BANCHILE ADMINISTRADORA GENERAL DE FONDOS S.A.	57.617.594	125.370.025	67.752.431
BANCO DE CHILE POR CUENTA DE TERCEROS CA	219.807.164	278.154.337	58.347.173
BOLSA DE COMERCIO STGO BOLSA DE VALORES	80.281.693	136.628.296	56.346.603
BANCHILE CORREDORES DE BOLSA S.A.	254.708.917	305.780.705	51.071.788
AFP HABITAT S.A.	558.327.055	606.866.562	48.539.507
CHG CORREDORES DE BOLSA S.A.	8.436.617	46.661.394	38.224.777
Disminución de participación accionaria			
Accionista	N° Acciones al 31/12/2009	N° Acciones al 31/12/2010	Variación 2010/2009 en N° de acciones
LARRAÍN VIAL S.A. CORREDORA DE BOLSA	518.127.239	381.911.249	-136.215.990
INVERSIONES KEY LTDA.	92.965.966		-92.965.966
MBI CORREDORES DE BOLSA S.A.	165.541.677	76.297.143	-89.244.534
AFP CAPITAL S.A.	533.719.761	452.162.020	-81.557.741
CIA. DE SEG. VIDA CONS. NAC. DE SEGUROS S.A.	208.353.229	137.475.925	-70.877.304
FONDO DE INVERSIÓN PRIVADO MBI ACCIONES	46.509.754		-46.509.754
MBI ARBITRAGE FONDO DE INVERSIÓN	74.332.382	33.181.592	-41.150.790
BOLSA ELECTRÓNICA DE CHILE, BOLSA DE VALORES	188.562.120	147.473.704	-41.088.416
THE CHILE FUND INC.	28.432.425		-28.432.425
VALORES SECURITY S.A., CORREDORES DE BOLSA	73.192.609	45.666.127	-27.526.482

TRANSACCIONES DE ACCIONES

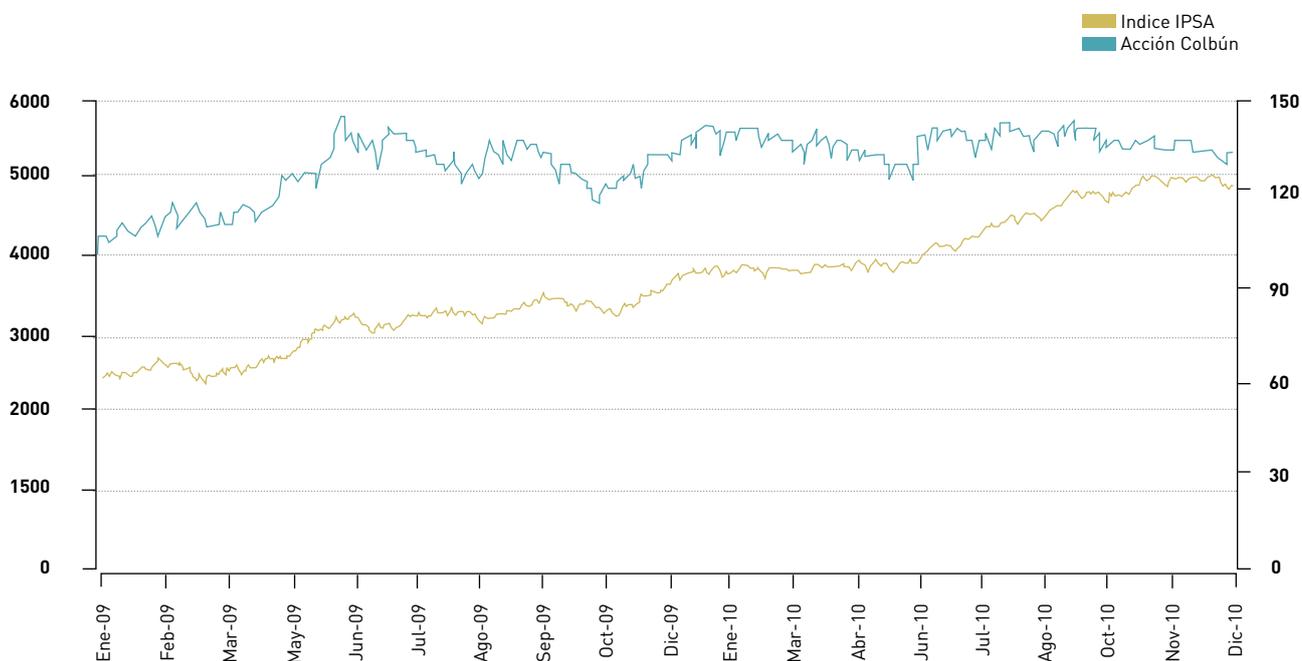
En el gráfico n°1 se puede apreciar la evolución del precio de la acción de Colbún y el índice IPSA de los dos últimos años.

En la tabla n°4 se presentan las compras y ventas de acciones de la sociedad reconocidas en el registro de accionistas de la Compañía durante el año 2009 y 2010 por los accionistas mayoritarios, presidente, directores y principales ejecutivos de la Compañía.

TABLA N°3: PARTICIPACIÓN DEL ACCIONISTA CONTROLADOR AL 31 DE DICIEMBRE 2010

COLBÚN S.A.			
RUT	NOMBRE O RAZÓN SOCIAL	ACCIONES	%
90.412.000-6	MINERA VALPARAÍSO S.A.	6.166.879.733	35,17
79.621.850-9	FORESTAL COMINCO S.A.	2.454.688.263	14,00
	TOTAL	8.621.567.996	49,16

GRÁFICO 1: EVOLUCIÓN DE PRECIO DE LA ACCIÓN DE COLBÚN Y EL ÍNDICE IPSA (2009/2010)







Vista Aérea del Proyecto Angostura





TABLA N°4: TRANSACCIONES DE EJECUTIVOS Y ACCIONISTAS MAYORITARIOS AÑO 2009 Y 2010

		COMPRAS			VENTAS			INTENCIÓN OPERACIÓN	
Nombre	Relación	Número Acciones	Precio Unitario (CH\$)	Monto Total (CH\$)	Número	Precio Unitario (CH\$)	Monto Total (CH\$)	Control Sociedad	Inversión Financiera
2010									
No hay transacciones durante este período									
2009									
Asesorías e Inversiones Tamarugo Limitada	Relacionado con Gerente de Construcción	50.595	135.79	6.870.295	-	-	-	-	Si
Andrés Echeverría Salas	Relacionado con Gerente General	50.000	135.20	6.760.000	-	-	-	-	Si

TABLA N°5: RESUMEN DE LAS TRANSACCIONES DE LA ACCIÓN DE COLBÚN DE LOS ÚLTIMOS DOS AÑOS

2010	Unidades	Monto (\$)	Precio Promedio
1° Trimestre	900.575.675	121.975.803.228	135,4
2° Trimestre	811.244.157	108.839.889.650	134,2
3° Trimestre	1.083.509.387	150.212.444.746	138,6
4° Trimestre	1.023.378.807	137.237.029.994	134,1
2009	Unidades	Monto (\$)	Precio Promedio
1° Trimestre	1.364.399.579	144.389.709.659	105,8
2° Trimestre	988.124.800	123.895.977.640	125,4
3° Trimestre	758.422.535	100.108.274.517	132,0
4° Trimestre	1.078.691.967	137.148.588.447	127,1



Remuneraciones del directorio

De conformidad a lo dispuesto en la Ley N° 18.046, la Junta General ordinaria de Accionistas celebrada el 23 de abril de 2010, acordó la remuneración del Directorio para el presente ejercicio. Se deja constancia que los Directores no han percibido valores por gastos de representación. Las remuneraciones del Directorio pagadas durante los años 2009 y 2010 (a valores

nominales en dólares) se detallan en la tabla n°1.

Los directores y ejecutivos de Colbún S.A., que a su vez son directores de filiales de la Compañía, no perciben remuneraciones por tal condición.

TABLA N°1: REMUNERACIONES DEL DIRECTORIO PARA EL 2009 Y 2010

REMUNERACIONES DEL DIRECTORIO 2009			
Director	Remuneración Anual Fija US\$	Remuneración Anual por Asistencia US\$	Comité de Directores Anual US\$
B.Matte	116.229	17.574	0
E.Pellegrini	101.440	15.605	4.161
D.Zañartu	20.300	10.150	0
F.Franke	22.869	11.942	4.066
L.F.Gazitúa	22.585	11.291	0
J.P.Undurraga *	12.442	4.707	1.883
S.Undurraga *	16.471	9.217	2.312
A.Mackenna	23.544	8.906	0
E.Navarro	22.967	11.484	0
J.Hurtado	22.592	9.282	0
TOTALES	381.439	110.158	12.422

REMUNERACIONES DEL DIRECTORIO 2010			
Director	Remuneración Anual Fija US\$	Remuneración Anual por Asistencia US\$	Comité de Directores Anual US\$
B.Matte	111.840	0	0
E.Pellegrini	86.878	0	13.856
D.Zañartu	46.953	0	0
F.Franke	46.953	0	13.457
L.F.Gazitúa	46.953	0	0
S.Undurraga	46.953	0	13.460
A.Mackenna	46.953	0	0
E.Navarro	46.953	0	0
J.Hurtado	45.952	0	0
TOTALES	526.388	0	40.773

* S.Undurraga reemplaza a J.P. Undurraga como Director después de la Junta General Ordinaria de Accionistas del día 23 de Abril de 2010.

EL DIRECTORIO ESTÁ COMPUESTO POR NUEVE MIEMBROS.

COMITÉ DE DIRECTORES

En Sesión de Directorio celebrada con fecha 19 de enero de 2010, y en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas, en su texto incorporado por la Ley N° 20.382, y de conformidad con las instrucciones impartidas por la Superintendencia de Valores y Seguros, el Directorio nombró como integrantes del comité de directores a los señores Sergio Undurraga Saavedra, Fernando Franke García y Emilio Pellegrini Ripamonti.

Se dejó constancia que los señores Sergio Undurraga Saavedra y Fernando Franke García reunían los requisitos para ser calificados como "directores independientes".

Durante el año 2010 el Comité se reunió para revisar las siguientes operaciones, oportunidades en las cuales acordó proponerle al Directorio su aprobación porque se ajustaban a las condiciones de equidad imperantes en el mercado para ese tipo de operaciones en particular:

- Contrato de Asesoría entre Colbún S.A. e Ingeniería y Comercial Helvética S.A.

El precio máximo a pagar por concepto de asesorías especializadas será de UF 13.000.

Ingeniería y Comercial Helvética S.A. es una sociedad relacionada con el director señor Emilio Pellegrini R.

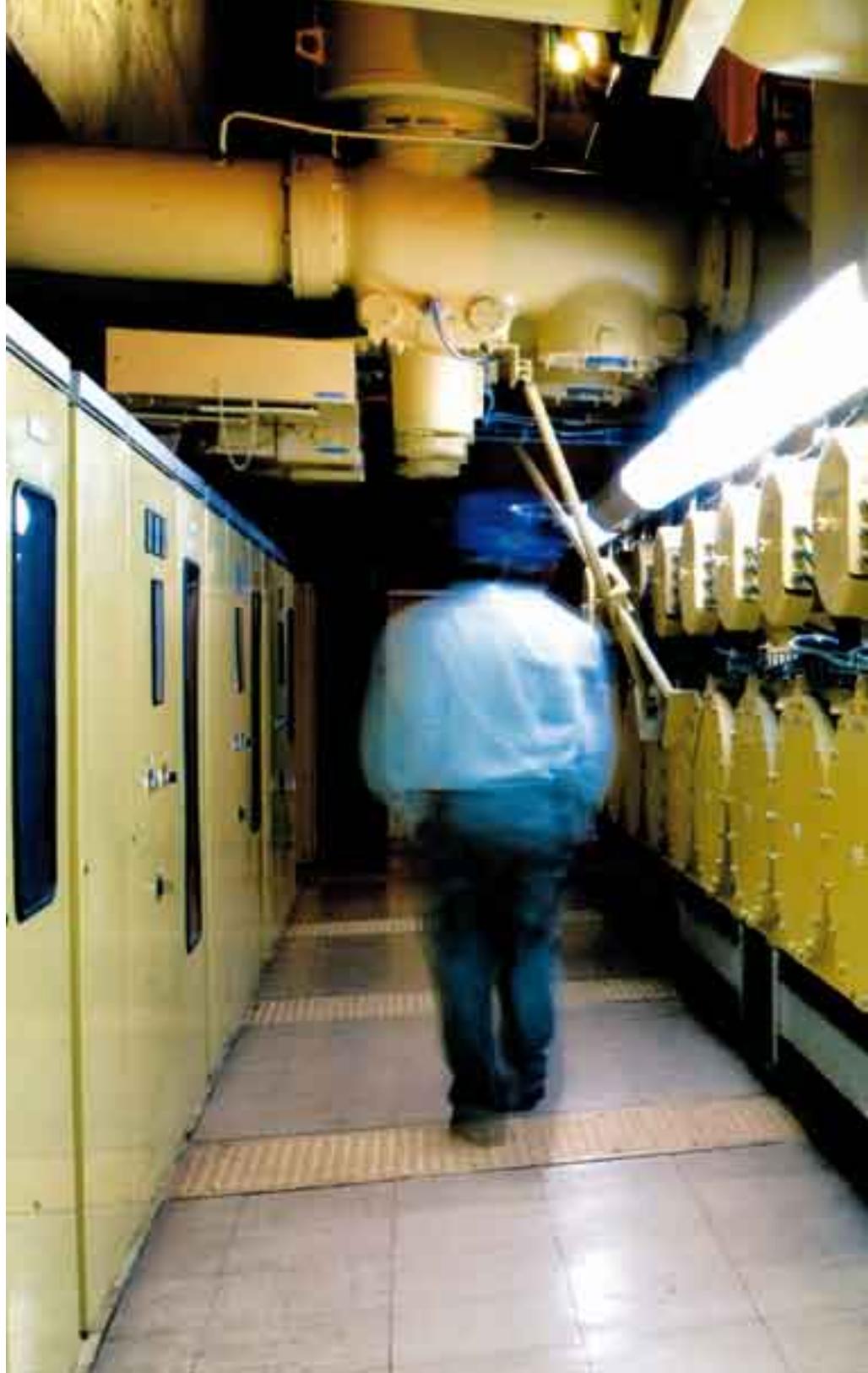
- Contrato de Suministro de Energía y Potencia Eléctrica modalidad "Pass Through" entre Colbún S.A. y CMPC Celulosa S.A.

El precio de la energía y potencia se determina en base a todos los costos que le implique a Colbún S.A. reconocer los retiros del comprador, más un determinado margen.

Celulosa S.A. es una sociedad relacionada con los directores señores Arturo Mackenna I., Bernardo Matte L. y con el gerente general señor Bernardo Larraín M.

- Contrato de servicios adicionales regulados por el art. 242 de la ley N° 18.045 sobre Mercado de Valores, suscrito entre Colbún S.A. y Deloitte Auditores y Consultores Ltda.

El precio del contrato asciende a la suma de UF 1.800 y abarca los servicios de esa



naturaleza que se prestarán durante los años 2010 y 2011.

- Contratos de Servidumbres suscritos entre Colbún S.A. y Bosques Arauco S.A. asociadas al proyecto central Termoeléctrica Santa María.

El precio de todas las servidumbres se fijó en la suma total de \$510.000.000.

Bosques Arauco S.A. es una sociedad relacionada con los directores señores Bernardo Matte L. y Eduardo Navarro B.

- Contrato de compraventa de derechos de aprovechamiento de aguas entre Colbún S.A. y su filial Sociedad Hidroeléctrica Me-

locotón Limitada.

El precio del contrato se fijó en la suma de \$30 millones.

Se deja constancia que Colbún S.A. es dueña del 99,99% de los derechos sociales de Sociedad Hidroeléctrica Melocotón Ltda.

- Contrato de Mutuo de Dinero entre Colbún S.A. y la Fundación Colbún.

El monto del mutuo asciende a UF 11.500. El plazo de vencimiento será de diez días hábiles contados desde el requerimiento escrito de Colbún S.A., y la Fundación podrá reembolsar anticipadamente todo o una parte del capital adeudado. La Fundación Colbún fue creada el año 2009



Subestación encapsulada, Central Hidroeléctrica Canutillar.

- Términos de Referencia del contrato de compraventa de las cenizas que serán producidas por la operación de la Central Termoeléctrica Santa María entre Colbún S.A. y Bicentenario S.A.

El precio del contrato se fijó en US\$ 7,45 por tonelada de ceniza en base seca, con un mínimo de 30.000 toneladas por año.

La sociedad Bicentenario S.A. es una sociedad relacionada con el director señor Juan Hurtado V.

- Contrato de suscripción de acciones de Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. Colbún S.A. suscribió la cantidad de

2.354.891 acciones de pago de dicha sociedad, a un precio de \$10.000 cada una, suma que corresponde al valor de colocación aprobada por la correspondiente Junta de Accionistas.

Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. es una sociedad coligada, en la cual Colbún S.A. es dueña del 49% de sus acciones.

- Contrato de compraventa de terrenos entre Colbún S.A. y Bosques Arauco S.A. para el proyecto Central Hidroeléctrica Angostura.

El precio de la compraventa de la totalidad de los terrenos, que abarcan una superficie total de 214,9 hectáreas, parte importante

de las cuales se encuentran actualmente plantadas con pinos, ascendió a la suma de \$3.516.377.559.

Bosques Arauco S.A. es una sociedad relacionada con los directores señores Bernardo Matte L. y Eduardo Navarro B.

Durante el año 2010, el Comité de Directores no contrató asesorías ni incurrió en gasto alguno.



Cadena de aisladores, Central Hidroeléctrica Canutillar.

Información de carácter financiero

Flujo de caja generado por actividades de la operación y de financiamiento soportan avance del plan de inversiones en 2010

PRINCIPALES ACTIVIDADES FINANCIERAS 2010

Las principales actividades financieras desarrolladas durante el año 2010 fueron las siguientes:

- Emisión de un bono internacional tipo 144A Reg. S por US\$ 500 millones. El bono fue colocado el 21 de enero de 2010, a una tasa de colocación de 6,139% anual (Spread de 237,5 bps sobre el bono del Tesoro de Estados Unidos) y plazo de 10 años. El bono tiene estructura "bullet" (una amortización al vencimiento).
- Prepago parcial del Crédito Sindicado (US\$ 400 millones). Con lo recaudado por la emisión del bono internacional mencionado anteriormente, se procedió al prepago parcial del crédito por US\$ 250 millones, restando un saldo de US\$ 150 millones.
- Refinanciamiento del Crédito Sindicado por US\$ 150 millones. Las condiciones acordadas consideran un plazo de 5 años, con una sola amortización al vencimiento, una tasa equivalente a Libor + 150 bps

y la eliminación de covenants de flujo. La transacción fue liderada por los bancos BBVA y Santander y contó con la participación de 7 bancos más.

- Se realizó una Junta de Tenedores de Bonos de la Serie C con el fin de aprobar las modificaciones al contrato de emisión de modo de adecuarlo a la nueva norma contable IFRS. En dicha ocasión las propuestas realizadas fueron aprobadas por unanimidad.

Al 31 de diciembre de 2010, la deuda financiera neta consolidada de la Compañía asciende a US\$ 1.014 millones y presenta una razón de deuda total sobre patrimonio de 0,7 veces y una razón de cobertura (EBITDA sobre gastos financieros) de 9,1 veces.

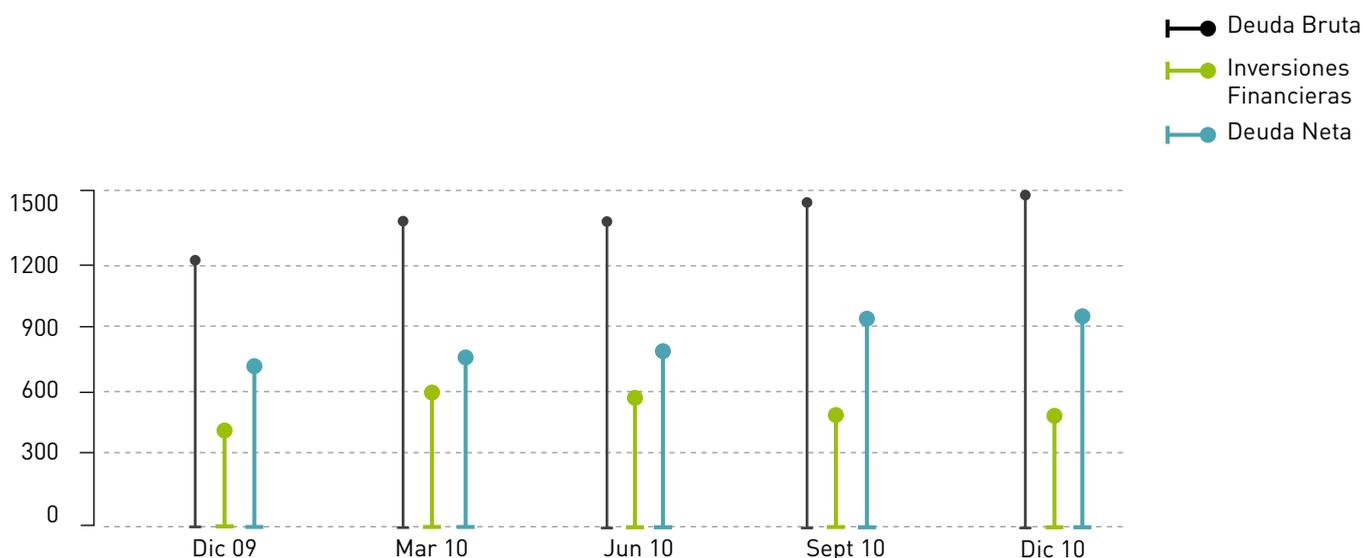
El gráfico n°1 permite apreciar el aumento que experimentó la deuda neta entre diciembre 2009 y diciembre 2010 en aproximadamente US\$ 230 millones.

Este incremento de la deuda neta se explica principalmente por el importante flujo de efectivo neto de US\$ 414,3 millones usado

en actividades de inversión durante el año 2010, parcialmente compensado por el flujo de efectivo neto generado por las actividades de la operación.

GRÁFICO N°1

EVOLUCIÓN TRIMESTRAL DE LA DEUDA BRUTA, LAS INVERSIONES FINANCIERAS Y LA DEUDA NETA (US\$ MILLONES)



POLÍTICA DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO

La Junta General ordinaria de Accionistas, celebrada el 23 de abril de 2010, aprobó la política de inversión y financiamiento que se resume a continuación:

POLÍTICA DE INVERSIONES:

Colbún S.A. desarrollará principalmente inversiones relacionadas con su giro, esto es, la generación de energía eléctrica. En general, las decisiones de inversión deberán considerar, entre otros elementos, la cartera de contratos de venta de energía, el aporte de cada proyecto al mix de generación de la compañía y una rentabilidad acorde a los riesgos involucrados.

Asimismo, las inversiones deberán contar con financiamiento apropiado de acuerdo al proyecto de que se trate, conforme a la Política de Financiamiento. El total de inversiones de cada ejercicio no superará el 100% del patrimonio de la Sociedad y deberá estar acorde con la capacidad financiera de la Sociedad.

La Sociedad procurará mantener los saldos de caja que le permitan contar con una holgura financiera adecuada para hacer frente a sus compromisos y a los riesgos asociados a sus negocios. Los excedentes de caja que mantenga la Sociedad se invertirán en títulos emitidos por instituciones financieras y valores negociables de acuerdo a los criterios de selección y diversificación de cartera que determine la administración de la Sociedad.

El control de las inversiones será realizado por el Directorio, quien aprobará las inversiones específicas, tanto en su monto como en su financiamiento, teniendo como marco de referencia lo dispuesto en los Estatutos de la Sociedad y lo que aprobare la Junta de Accionistas, si fuere el caso.

POLÍTICA DE FINANCIAMIENTO:

El financiamiento debe procurar proveer los fondos necesarios para una adecuada operación de los activos existentes, así como para la realización de nuevas inversiones conforme a la Política de Inversiones expuesta. Para ello se utilizarán los recursos internos de que se dispongan y recursos externos hasta un límite que no comprometa la posición patrimonial de la compañía o que limite su crecimiento.

Consistente con lo anterior, se propone limitar el endeudamiento consolidado de la compañía a una razón de 1,2 veces el patrimonio de la compañía. Para estos efectos se entenderá como parte del patrimonio de la compañía el interés minoritario.

La Sociedad procurará mantener abiertas múltiples opciones de financiamiento, para lo cual se preferirán las siguientes fuentes de financiamiento: créditos bancarios, tanto internacional como nacional, mercado de bonos de largo plazo, tanto internacional como doméstico, crédito de proveedores, utilidades retenidas y aumentos de capital.

La Administración de la Sociedad podrá convenir con acreedores, previo acuerdo del Directorio, restricciones respecto de dividendos, endeudamiento y otras materias normales en las operaciones financieras y otorgar cauciones de acuerdo a las atribuciones establecidas en la Ley y en los Estatutos Sociales.

Se declaran como activos esenciales para el funcionamiento de la Sociedad las centrales Colbún, Machicura, San Ignacio, Rucúe, Nehuenco I, Nehuenco II, Nehuenco III, Candelaria, Los Quilos, Juncal y Juncalito, Blanco, Chacabuquito, Canutillar, Quilleco, Hornitos y Chiburgo.

La administración de la Sociedad tendrá amplias facultades para la suscripción, modificación y revocación de contratos de compra, venta y arrendamiento de bienes y servicios que sean esenciales para el normal funcionamiento de la Sociedad.



Central Hidroeléctrica Canutillar.

TABLA N°1: DIVIDENDOS POR ACCIÓN DE LOS ÚLTIMOS 5 AÑOS

Año de pago	Dividendo por Acción (en pesos Chilenos)
2006	2,71
2007	2,97
2008	0,00
2009	0,49
2010	1,87

ALGUNOS DIVIDENDOS HAN SIDO DECLARADOS EN DÓLARES, Y HAN SIDO CONVERTIDOS A PESOS AL TIPO DE CAMBIO DE CIERRE DEL REGISTRO DE ACCIONISTAS.

POLÍTICA DE DIVIDENDOS

La política general sobre distribución de dividendos acordada por la Junta General ordinaria de Accionistas celebrada el día 23 de abril de 2010 estableció el reparto de dividendos por el equivalente al 30% de las utilidades líquidas del ejercicio.

El total de dividendos anuales pagados por acción en los últimos cinco años, expresados en moneda de diciembre de 2010, se muestran en la tabla n°1.

El año 2009 se pagó un dividendo el 13 de mayo 2009 por un monto de CH\$ 8.649.430.605, equivalente a CH\$ 0,493 por acción, número de acciones 17.536.167.720, con cargo a la utilidad del año terminado al 31 de diciembre de 2008.

SEGUROS

Tenemos vigentes una diversidad de seguros, entre los que se encuentran:

Todo riesgo sobre los bienes físicos incluyendo avería de maquinarias y perjuicios por paralización para todas nuestras centrales y subestaciones eléctricas.

Responsabilidad civil de Colbún S.A., por daños a terceras personas o a bienes pertenecientes a éstas.

Responsabilidad Civil para Directores y Ejecutivos.

Seguros de vida y de accidentes para los empleados y de todo riesgo para los vehículos, edificios, bienes, muebles y equipos electrónicos de la Compañía.

Todo riesgo de construcción y montaje, incluyendo transporte, responsabilidad civil y retrasos en puesta en marcha para los proyectos de inversión en ejecución.

EL REPARTO DE
DIVIDENDOS ES
 POR EL
 EQUIVALENTE
 AL **30%** DE LAS
UTILIDADES
LÍQUIDAS DEL
 EJERCICIO.



Factores de riesgo

El grado de exposición de los resultados a las variables externas, como la hidrología y el precio de los combustibles, dependen en gran medida del nivel de contratación, la estructura de precios de venta y la política de cobertura en el mercado de derivados. El análisis se debe realizar en horizontes de tiempos largos, en consistencia con los plazos del sector energético.

RIESGOS DEL NEGOCIO

Nuestros resultados tienen una variabilidad dependiente de las condiciones externas como son la hidrología y el precio del petróleo, por cuanto en años secos nuestra menor generación propia es suplida con nuestras unidades térmicas con petróleo diésel o incrementar las compras de energía en el mercado spot a costos marginales potencialmente altos.

Para minimizar este impacto de variables externas sobre nuestro negocio y por consiguiente, en nuestro flujo de caja, es importante mantener un adecuado equilibrio entre el nivel de compromisos de venta de electricidad, la capacidad propia en medios de generación competitiva y nuestros costos de producción en general. Las acciones que hemos emprendido para restablecer el balance entre ambos componentes, desde la casi desaparición del gas proveniente de Argentina en 2007 hasta la fecha, son las siguientes:

- Anticipación de término de contrato de suministro.
- Re-negociaciones de los contratos de suministro vigentes con clientes estratégicos.
- Adjudicación de nuevos contratos de largo plazo, con condiciones comerciales de ventas consistentes con nuestra estructura de costos.
- Compra de combustibles con coberturas en los mercados financieros.
- Contratos de suministro de GNL para nuestro complejo Nehuenco y la central Candelaria.
- Implementación de mecanismos de cobertura por variabilidad hidrológica y precios de combustibles.
- Mantener un adecuado nivel de diversificación de nuestras fuentes de generación: hidro y térmico, capacidad base y capacidad de respaldo.
- Presentación de proyectos de transmisión que disminuyan congestiones.

Cabe destacar en los mecanismos de reducción de riesgos, los nuevos contratos

de largo plazo que ha adquirido la Compañía entre los años 2007 y 2010, con precios de venta que se ajustan de acuerdo a las principales variables de costos de Colbún, incluida la hidrología.

Con respecto a la implementación de mecanismos de cobertura, durante el año 2010, la exposición a las condiciones hidrológicas era sustancialmente menor a años anteriores, por lo que no se requirió de estos instrumentos. Mantendremos esta política de cobertura, teniendo en cuenta factores tales como: el nivel de contratación, la evolución de las condiciones hidrológicas; el nivel de correlación de los precios de los contratos con el precio del petróleo diésel; y la evolución de los mercados de commodities.

Todas estas medidas tienen por objeto acotar los riesgos que impacten el flujo de caja asociado a la hidrología y la volatilidad de precio de los combustibles. Esperamos que la volatilidad de nuestros flujos de caja se atenúen gradualmente, al vencerse contratos que se firmaron antes de la crisis del gas, al contar con la capacidad de nuevas centrales actualmente en construcción y en desarrollo y finalmente al entrar en vigencia nuevos contratos con condiciones consistentes con nuestros costos de generación.

Es importante tener presente que la Compañía está expuesta a escenarios hidrológicos y de precio de combustibles extremos y que en tales, los resultados tendrán un impacto. El negocio de generación eléctrica, dado el componente hidroeléctrico de nuestra matriz, tiene un nivel de volatilidad estructural. Lo importante es lograr un adecuado equilibrio entre los objetivos de rentabilidad de largo plazo de nuestros activos y una volatilidad acotada de nuestros resultados, contratando coberturas que mitiguen el impacto frente a escenarios extremos de hidrología y de precios de combustibles.

Por otra parte, seguimos observando el mercado de GNL y las posibles condiciones de contratación, por cuanto según cómo

LOGRAMOS UN CONTRATO DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL LICUADO CON ENAP.

evolucionen los mercados de commodities, este combustible puede tornarse un suministro competitivo, ya sea para el mercado de suministros de largo plazo como para el mercado spot.

El negocio de la Compañía también está expuesto a factores de riesgo que están fuera del ámbito de la generación eléctrica. El atraso en las ampliaciones del sistema de transmisión troncal, puede implicar limitaciones al transporte de energía eléctrica generada en algunas unidades de generación a los centros de consumo. Especial preocupación merecen las ampliaciones del sistema de transmisión entre la subestación Charrúa en la Región del Biobío y la subestación Alto Jahuel en la Región Metropolitana. En Charrúa se inyecta una gran cantidad de energía eléctrica y tal inyección aumentará con la puesta en marcha de nuevos proyectos, como es el caso de los proyectos de la Compañía: Santa María, central a carbón de 342 MW; San Pedro, central hidroeléctrica de 150 MW; y Angostura, central hidroeléctrica de 316 MW. En este contexto Colbún presentó como obra de ampliación del sistema de transmisión troncal la unión de las subestaciones Colbún y Ancoa, proyecto que fue acogido por el consultor del Estudio de Transmisión Troncal y la CNE.

RIESGOS REGULATORIOS

La estabilidad regulatoria para un sector como el de generación de electricidad donde los proyectos de inversión tienen largos plazos de desarrollo y ejecución, resulta fundamental. Ella ha sido una característica valiosa del sector eléctrico chileno y en general los cambios regulatorios de los últimos años la han fortalecido. Una prueba de ello es la fuerte reactivación en los últimos años de proyectos de inversión en nueva capacidad de generación con distintas tecnologías y por parte de distintos

actores.

Sin embargo, no se pueden dejar de mencionar iniciativas legislativas que dependiendo de cómo se materialicen, ya sea a través de reglamentos pendientes o del trámite legislativo de algún proyecto de ley, podrían introducir algunas incertidumbres al sector:

- El "Reglamento" de la Ley de Embalses, si bien no presenta riesgos relevantes para la Compañía, dependiendo de su aplicación por las autoridades correspondientes podría afectar la disponibilidad de agua para su uso en generación hidroeléctrica.

- Transferencias de Potencia de Punta: otro caso es el DS N° 62 publicado en el Diario Oficial del 16 de junio de 2006 que establece una nueva normativa para las transferencias de potencia de punta. La aplicación de dicho reglamento depende de la implementación de las prestaciones y transferencias de los servicios complementarios, que es materia de otro reglamento que se encuentra pendiente, por lo cual, según lo dispuesto en el artículo 20 transitorio del DFL N° 4/20.018, Ley Eléctrica, su aplicación se encuentra diferida.

- El Proyecto de Ley que crea el Servicios de Biodiversidad y Áreas Protegidas, que recientemente ingresó al parlamento para su discusión y análisis, puede generar incertidumbre si no se determina con precisión cuál es el uso productivo permitido de cada una de las 8 áreas de protección; o bien, si esa determinación es excesivamente restrictiva para el uso de la industria energética. Particularmente conviene regular con precisión situaciones especiales, que ameritan por el bien nacional, utilizar parte de esas áreas protegidas sin afectarlas en su esencia





Canal de aducción, Central Hidroeléctrica San Ignacio.

RIESGOS RELACIONADOS AL MEDIOAMBIENTE

a) Riesgos relacionados con la ejecución de los proyectos.

Tal como lo hemos descrito en las secciones anteriores de este documento, contamos con varias iniciativas de generación en etapas de estudio, desarrollo y construcción. Las condiciones medioambientales tales como la hidrología, la topografía y la geología en el caso de los proyectos hidroeléctricos y de la logística, la incorporación de nuevas tecnologías en el caso de las termoelectricas, son algunos factores que pueden generar imprevistos y afectar el plazo y costo de ejecución de esos proyectos.

Adicionalmente, el tiempo que toma la autoridad ambiental competente en su aprobación ambiental también puede afectar el plazo de ejecución de esos proyectos. Implementamos un sistema de gestión

ambiental de proyectos que contempla la elaboración de líneas base completas, la difusión temprana a las autoridades y a la ciudadanía a través de participaciones ciudadanas voluntarias, la elaboración de un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental de alto nivel y, finalmente, la utilización de tecnologías de alto estándar en materia ambiental. Esperamos que la autoridad ambiental evalúe los proyectos basándose en criterios técnicos, de acuerdo a la legislación vigente, en los plazos que ésta establece, y que las medidas de mitigación y/o compensación que eventualmente apruebe la autoridad ambiental, estén relacionadas con los impactos ambientales de los proyectos.

A principios de 2010 entró en vigencia la nueva ley ambiental (modificaciones relevantes a la Ley de bases del Medioambiente, publicadas el 26 de enero de 2010) que crea una nueva institucionalidad ambiental,



que considera un Ministerio del Medioambiente, el Servicio de Evaluación Ambiental, la Superintendencia de Medioambiente y el Tribunal Ambiental. Estas nuevas instituciones reemplazan la actual CONAMA y el Consejo de Ministros actuales, dividiendo las actividades relacionadas a la acción ambiental que la debieran hacer más efectiva. Destaca la Superintendencia de Medioambiente como una nueva organización fiscalizadora con amplios poderes y con un aumento considerable en la magnitud de su capacidad sancionatoria, principalmente en los aspectos monetarios que se aumentaron a límites que pueden hacer peligrar. También en lo que se refiere a la evaluación de proyectos, se hace más complejo y obliga a tener los proyectos en un estado de desarrollo ingenieril más avanzado antes de ingresar al sistema de evaluación, alargando el período de pre-obtención de permisos ambientales, por ende alargando la ejecución de los proyectos.

A su vez, ya mencionamos en nuestra sección medioambiental la puesta en vigencia el 30 de julio del 2008 de la Ley N° 20.283 sobre Recuperación de bosque Nativo y Fomento Forestal, cuyo Reglamento se publicó el 5 de octubre de 2009. Esta última establece una serie de requisitos para la intervención de "especies que estén clasificadas en alguna categoría de conservación y que formen parte de un bosque", permitiendo en todo caso su intervención cuando las obras o actividades sean clasificadas de interés nacional por la propia CONAF, mediante "resolución fundada". Dependiendo de la aplicación práctica de esta normativa se podría introducir una nueva secuencia de tramitaciones que implique atrasos en el desarrollo de proyectos de generación. Cabe destacar que la aprobación del proyecto Central Hidroeléctrica Angostura en septiembre 2009 ya incorporó lo requerido por esta nueva ley.

Por último cabe destacar dos situaciones que agregan, día a día, mayor complejidad para la construcción de centrales eléctri-



cas y sus líneas, como es el extenso y formal proceso de obtención de concesiones eléctricas y constitución efectiva de servidumbres de paso; así como la extendida práctica de oponerse judicial y administrativamente a cualquier permiso, autorización o resolución necesaria para la construcción de centrales y líneas, muchas veces con la consabida intención del oponente de obtener un beneficio excesivo con la amenaza de paralizar o retrasar el proyecto.

b) Riesgos relacionados con la operación: Durante el año 2010, el anteproyecto de Norma de Emisiones para las Centrales Termoeléctricas elaborado por CONAMA el año 2009, siguió su tramitación primero en el Consejo Consultivo de la CONAMA y luego en el Consejo de Ministros para la

Sustentabilidad. En ambas instancias se le introdujeron modificaciones al anteproyecto evacuado por la instancia anterior. Finalmente, en noviembre de 2010 el Consejo de Ministros para Sustentabilidad aprobó una versión para ser enviada a la firma del Presidente de la República.

Durante el desarrollo del anteproyecto de la CONAMA se invitó a participar de la discusión a las empresas del rubro, y también hubo oportunidad de plantear comentarios durante la tramitación del proyecto de norma en ambos Consejos mencionados, hecho que validamos como iniciativa. Colbún estudió el tema muy a fondo, contratando para ello la asesoría de una firma extranjera experta en el rubro, con el objetivo principal de dar sólidos argumentos a la autoridad ambiental para que desarrollara una norma, con parámetros técnicos fundamentados, esto es que proteja adecuadamente la salud de las personas sin impedir innecesariamente la operación de las centrales termoeléctricas ni tampoco comprometa el desarrollo de Chile y de los nuevos proyectos haciéndolos inviables tanto operativa como comercialmente. El proyecto de norma enviado para la firma del Presidente de la República, a nuestro juicio, cumple con lo anterior, y nos obligará a revisar el cumplimiento de los nuevos límites de emisión, principalmente dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NOx) y material particulado en nuestras centrales térmicas en operación y las que estén en proyecto, de manera de definir qué nuevos equipos de reducción de emisiones se puedan requerir, como también evaluar la continuidad de su operación.

Toda esta nueva normativa legal, nos obliga y motiva a prepararnos aún más en nuestra actual organización para hacer frente con proactividad, dinamismo, rapidez y efectividad y así dar cabal cumplimiento a todos los nuevos requerimientos tanto en la operación de nuevas centrales como en el desarrollo y ejecución de los nuevos proyectos.

Resumen de hechos relevantes comunicados a la SVS.



14 DE ENERO DE 2010

Se informó que ese mismo día se había efectuado una emisión de bonos en los mercados internacionales bajo las normas "144 A" y "Regulación S", ambas de la "U.S. Securities Act of 1933", de los Estados Unidos de América.

Se informó que la emisión alcanzó un monto de US\$500 millones.



20 DE ENERO DE 2010

Se informó que en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley 18.046 sobre Sociedades anónimas, en su texto incorporado por la Ley N° 20.382, y de conformidad con las instrucciones impartidas por la Superintendencia de Valores y Seguros, el Directorio había nombrado como integrantes del comité de directores a los señores Sergio Undurraga Saavedra, Fernando Franke García y Emilio Pellegrini Ripamonti.

Se informó también que los señores Sergio Undurraga Saavedra y Fernando Franke García reunían los requisitos para ser calificados como "directores independientes", y que con fecha 29 de diciembre de 2009, habían hecho entrega de sus respectivas declaraciones juradas, contempladas en el inciso 5° del artículo 50 bis de la ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas.

20 DE ENERO DE 2010

Se informó de la suscripción de Contratos de Suministro Eléctrico de Largo Plazo con la Corporación Nacional de Cobre (Codelco), a los que se había hecho referencia en los Hechos Esenciales informados con fecha 15 y 21 de septiembre, ambos de 2009. En dicha oportunidad se informó que la suscripción de los referidos Contratos de Suministro Eléctrico de Largo Plazo sería posterior.



31 DE MARZO DE 2010

Se informó que con fecha 23 de abril de 2010 se llevaría a cabo la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, y que con esa misma fecha se celebraría una Junta Extraordinaria de Accionistas, la que se pronunciaría acerca de una modificación de estatutos sociales, específicamente en las estipulaciones referidas a la aprobación de operaciones con partes relacionadas y acuerdos del directorio, y que adicionalmente se sometería a la aprobación de la misma Junta un texto refundido de los estatutos sociales.



23 DE ABRIL DE 2010

Se informó que la Junta Ordinaria de Accionistas había acordado, entre otras materias, distribuir como dividendo definitivo con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2009, la suma de US\$45.970.526,13, equivalente a US\$0,00262147 por acción. Se informó también que en la Junta Extraordinaria de Accionistas se había acordado modificar los estatutos sociales, en las estipulaciones referidas a la aprobación de operaciones con partes relacionadas y acuerdos de directorio, a fin de adecuarlos a las modificaciones introducidas por la Ley 20.382 a la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas.

Finalmente, se informó que en la misma Junta Extraordinaria de Accionistas se había aprobado y fijado el texto actualizado y refundido de los estatutos sociales de Colbún S.A., incorporando las modificaciones aprobadas por la Junta.



24 DE AGOSTO DE 2010

Se informó que con esa misma fecha se había suscrito con "International Finance Corporation" (IFC), un contrato de compraventa de acciones para adquirir el 15% de las acciones que el IFC mantenía en la filial Hidroeléctrica Aconcagua S.A. (HASA). Se informó que con esa compra, Colbún S.A. había pasado a tener, directa e indirectamente, el 100% de la propiedad de HASA.

24 DE AGOSTO DE 2010

Se informó que con esa misma fecha se había perfeccionado el "Acuerdo Transaccional" suscrito entre Colbún S.A. y Transportadora de Gas del Norte S.A. (TGN), que permite rescindir o poner término anticipadamente al Contrato de Transporte de Gas Natural que las vinculaba, y al Contrato de Transporte Firme que la vinculaba a HSBC Bank Argentina S.A. y TGN.



1° DE SEPTIEMBRE DE 2010

Se informó que con fecha 31 de agosto se había perfeccionado un acuerdo de suministro de gas natural proveniente de gas natural licuado (GNL) a Colbún S.A. por parte de Enap Refinerías S.A., para la operación a plena capacidad de una unidad de ciclo combinado del Complejo Nehuenco, por un plazo de 120 días a partir del 1° de enero de 2011, con la posibilidad de extender el suministro hasta el 31 de diciembre de 2011.

1° DE DICIEMBRE DE 2010

Se informó que en Sesión celebrada el día 30 de noviembre de 2010, el Directorio había acordado distribuir un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio que terminaba el 31 de diciembre de 2010, por la cantidad de \$0,5 CLP por acción.



Declaración de Responsabilidad

EN CUMPLIMIENTO de lo dispuesto en la Norma de Carácter General N°283 de la Superintendencia de Valores y Seguros, los firmantes declaramos bajo juramento que toda la información incorporada en la presente Memoria Anual es expresión fiel de la verdad, por lo que asumimos la responsabilidad legal correspondiente.


ARTURO MACKENNA IÑIGUEZ

DIRECTOR
RUT: 4.523.287-5


SERGIO UNDURRAGA SAAVEDRA

DIRECTOR
RUT: 4.280.269-K


LUIS FELIPE GAZITÚA ACHONDO

DIRECTOR
RUT: 6.069.087-1


JUAN HURTADO VICUÑA

DIRECTOR
RUT: 5.715.251-6


DEMETRIO ZAÑARTU BACARREZA

DIRECTOR
RUT: 10.750.189-4


BERNARDO MATTE LARRAÍN

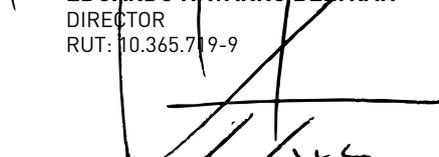
PRESIDENTE
RUT: 6.598.728-7


EDUARDO NAVARRO BELTRÁN

DIRECTOR
RUT: 10.365.719-9


EMILIO PELLEGRINI RIPAMONTE

VICEPRESIDENTE
RUT: 4.779.271-1


FERNANDO FRANKE GARCÍA

DIRECTOR
RUT: 6.318.139-0


BERNARDO LARRAÍN MATTE

GERENTE GENERAL
RUT: 7.025.583-9

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

PERÍODO TERMINADO AL
31 DE DICIEMBRE 2010





121

PÁG.

Compuertas de evacuación,
Central Hidroeléctrica Machicura.



Estados Financieros Consolidados

por los años terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009

COLBÚN Y FILIALES (Miles de Dólares)

- Informe de los Auditores Independientes
- Estados de Situación Financiera Clasificado Consolidados
- Estados de Resultados Consolidados por Naturaleza
- Estados de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas
- Estados de Flujos de Efectivo Directos Consolidados
- Notas a los Estados Financieros Consolidados
- Informe de los Inspectores de Cuentas
- Análisis Razonado de los Estados Financieros Consolidados

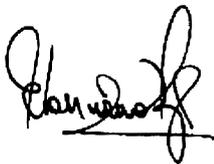
INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los señores Accionistas de Colbún S.A.

Hemos auditado los estados consolidados de situación financiera de Colbún S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2010 y 2009 y los correspondientes estados integrales de resultados, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2010 y 2009. La preparación de dichos estados financieros consolidados, (que incluye sus correspondientes notas) es responsabilidad de la Administración de Colbún S.A. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros consolidados, basados en las auditorías que efectuamos.

Nuestras auditorías fueron efectuadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros están exentos de representaciones incorrectas significativas. Una auditoría comprende el examen a base de pruebas, de evidencias que respaldan los montos e informaciones revelados en los estados financieros. Una auditoría comprende, también, una evaluación de los principios de contabilidad utilizados y de las estimaciones significativas hechas por la Administración de la Compañía, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros. Consideramos que nuestras auditorías constituyen una base razonable para fundamentar nuestra opinión.

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros presentan razonablemente en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Colbún S.A. y Filiales al 31 de diciembre de 2010 y 2009, los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2010 y 2009, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.



Edgardo Hernández G.



Febrero 3, 2011

Colbún S.A. y Filiales

Estados de situación financiera clasificado consolidados

al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 (En miles de dólares)

	Nota N°	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Activos			
Activos corrientes :			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	554.522	484.748
Otros activos financieros, corrientes	8	15.778	5.424
Otros activos no financieros, corrientes	20	13.223	27.197
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	9	308.385	231.862
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	11	4.885	4.876
Inventarios	12	13.661	11.929
Activos por impuestos corrientes	19	178.395	202.988
Total activos, corrientes		1.088.849	969.024
Activos no corrientes:			
Otros activos financieros, no corrientes	8	33.833	19.316
Otros activos no financieros, no corrientes	20	20.924	6.417
Derechos por cobrar, no corrientes	15	2.814	106.378
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	11	3.809	32.296
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	16	130.489	79.918
Activos intangibles distintos de la plusvalía	17	39.618	33.428
Propiedades, planta y equipos	18	4.431.568	4.184.750
Activos por impuestos diferidos	21	11.978	8.976
Total activos no corrientes		4.675.033	4.471.479
Total de activos		5.763.882	5.440.503

	Nota N°	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Pasivos corrientes:			
Otros pasivos financieros, corrientes	22	96.306	45.921
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	23	158.372	162.454
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	11	18.991	36.351
Otras provisiones, corrientes	24	4.606	4.004
Pasivos por impuestos, corrientes	-	24.653	10.648
Provisiones por beneficios a los empleados, corrientes	24	8.164	8.066
Otros pasivos no financieros, corrientes	25	22.930	51.490
Total pasivos corrientes		334.022	318.934
Pasivos no corrientes:			
Otros pasivos financieros, no corrientes	22	1.472.556	1.211.258
Otras cuentas por pagar, no corrientes	26	3.000	3.000
Pasivos por impuestos diferidos	21	428.685	442.805
Provisiones por beneficios a los empleados, no corrientes	24	14.128	11.558
Otros pasivos no financieros, no corrientes	25	8.575	8.099
Total pasivos no corrientes		1.926.944	1.676.720
Capital emitido	27	1.282.793	1.282.793
Ganancias (pérdidas) acumuladas	27	1.425.564	1.350.368
Primas de emisión	27	52.595	52.595
Otras reservas	27	741.906	740.450
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		3.502.858	3.426.206
Participaciones no controladoras		58	18.643
Patrimonio Total		3.502.916	3.444.849
Total patrimonio y pasivos		5.763.882	5.440.503

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

Colbún S.A. y Filiales
 Estados de resultados consolidados por naturaleza
 al 31 de diciembre de 2010 y 2009 (En miles de dólares)

	Nota	Acumulado	
		01.01.2010 31.12.2010 MUS\$	01.01.2009 31.12.2009 MUS\$
Estado de resultados			
Ingresos de actividades ordinarias	28	1.024.243	1.159.282
Materias primas y consumibles utilizados	29	(633.455)	(774.420)
Gastos por beneficio a los empleados	30	(37.626)	(33.553)
Gastos por depreciación y amortización	31	(124.039)	(121.845)
Otros gastos, por naturaleza	-	(22.121)	(14.697)
Otras ganancias (pérdidas)	34	(70.779)	(9.620)
Ingresos financieros	32	12.912	14.102
Costos financieros	32	(49.135)	(51.777)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de participación	33	509	1.031
Diferencias de cambio	32	17.694	81.505
Resultados por unidades de reajuste	32	3.960	(4.380)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		122.163	245.628
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	21	6.270	6.505
Ganancia (pérdida) de actividades continuadas después de impuesto		115.893	239.123
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		112.284	234.367
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		3.609	4.756
Ganancia (pérdida)		115.893	239.123
GANANCIAS POR ACCIÓN			
ACCIONES COMUNES			
Ganancias (pérdidas) por acción básica en operaciones contínuas	27	0,00640	0,01336
Ganancias (pérdidas) por acción básicas		0,00640	0,01336
ESTADO DE OTROS RESULTADOS INTEGRALES			
Ganancia (pérdida)		115.893	239.123
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos		7.607	16.398
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		6.653	44.333
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		14.260	60.731
Resultado integral total		130.153	299.854
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		126.544	295.098
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		3.609	4.756
Resultado integral total		130.153	299.854

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

Colbún S.A. y Filiales
Estado de cambios en el patrimonio de los accionistas
 al 31 de diciembre de 2010 y 2009 (En miles de dólares)

	Cambios en otras reservas										
	Nota N°	Capital emitido MUS\$	Primas de emisión	Reservas por diferencias de cambio por conversión MUS\$	Reservas de coberturas de flujo de caja MUS\$	Otras Reservas varias MUS\$	Total otras reservas MUS\$	Ganancias (pérdidas) acumuladas MUS\$	Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora MUS\$	Participaciones no controladoras MUS\$	Patrimonio total MUS\$
Saldo inicial al 01/01/2010		1.282.793	52.595	(238.404)	(24.183)	1.003.037	740.450	1.350.368	3.426.206	18.643	3.444.849
Cambios en Patrimonio											
Resultado integral											
Ganancia (pérdida)		-	-	-	-	-	-	112.284	112.284	3.609	115.893
Otro resultado integral		-	-	7.607	6.653	-	14.260	-	14.260	-	14.260
Dividendos		-	-	-	-	-	-	(37.088)	(37.088)	-	(37.088)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios		-	-	-	-	(12.804)	(12.804)	-	(12.804)	(22.194)	(34.998)
Saldo final al 31/12/2010	27	1.282.793	52.595	(230.797)	(17.530)	990.233	741.906	1.425.564	3.502.858	58	3.502.916
Saldo inicial al 01/01/2009		1.282.793	52.595	(255.746)	(71.070)	1.003.037	676.221	1.186.311	3.197.920	17.385	3.215.305
Saldo inicial al 01/01/2009		1.282.793	2.595	(255.746)	(71.070)	1.003.037	676.221	1.186.311	3.197.920	17.385	3.215.305
Cambios en Patrimonio											
Resultado integral											
Ganancia (pérdida)		-	-	17.342	46.887	-	64.229	234.367	234.367	4.756	239.123
Otro resultado integral		-	-	-	-	-	-	-	64.229	(3.498)	60.731
Dividendos		-	-	-	-	-	-	-	(70.310)	(70.310)	(70.310)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo al 31/12/2009	27	1.282.793	52.595	(238.404)	(24.183)	1.003.037	740.450	1.350.368	3.426.206	18.643	3.444.849

Las notas adjuntas forman parte integrante de estos estados financieros consolidados.

Colbún S.A. y Filiales
Estado de flujos de efectivo directos consolidados
al 31 de diciembre de 2010 y 2009 (en miles de dólares)

	Nota N°	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de la operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		1.283.098	1.436.900
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		24.359	36.473
Otros cobros por actividades de la operación		62.142	55.825
Clases de pago			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(852.251)	(948.609)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(43.794)	(29.866)
Pagos procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(14.382)	(11.927)
Otros pagos por actividades de operación		(16.840)	(80.747)
Dividendos recibidos		6.193	4.393
Intereses pagados		(82.321)	(86.863)
Intereses recibidos		10.867	18.887
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(5.754)	(1.938)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(50.242)	5.643
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		321.075	398.171
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		(31.292)	-
Préstamos a entidades relacionadas		(14.856)	(29.874)
Compras de propiedades, plantas y equipos		(395.851)	(536.536)
Anticipos de efectivo y préstamos concedidos a terceros		(3.583)	-
Otras entradas (salidas) de efectivo		31.280	45.230
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de inversión		(414.302)	(521.180)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		-	113.017
Pagos de préstamos		(278.132)	(109.505)
Dividendos pagados		(75.362)	(21.718)
Otras entradas (salidas) de efectivo	22.b	487.997	(9.076)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		134.503	(27.282)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		41.276	(150.291)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente		28.498	99.338
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		69.774	(50.953)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		484.748	535.701
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	7	554.522	484.748

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

Colbún S.A. y Filiales

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

1. INFORMACIÓN GENERAL

Colbún S.A. fue constituida por escritura pública de fecha 30 de abril de 1986, ante el Notario Público de Santiago Mario Baros G., e inscrita en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Talca, a fojas 86, el 30 de mayo de 1986. El Rol Único Tributario de la Sociedad es el N°96.505.760-9.

La Compañía se encuentra inscrita como Sociedad Anónima Abierta en el Registro de valores con el número 0295, desde el 1° de septiembre de 1986, y por ello está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Colbún es una compañía generadora de energía eléctrica que al 31 de diciembre de 2010 cuenta con un grupo (en adelante, la Compañía o Colbún) formado por diez sociedades: Colbún S.A., sociedad matriz y nueve filiales, además de cuatro coligadas.

El domicilio comercial de Colbún se encuentra en Avenida Apoquindo 4775 piso 11, comuna de Las Condes.

El objeto social de Colbún consiste en la generación, transporte y distribución de energía eléctrica, según se explica con mayor detalle en nota 2.

La Compañía es controlada por Minera Valparaíso S.A. en forma directa, y a través de su filial Forestal Cominco S.A. en forma indirecta. El control se ejerce producto de poseer más de la mitad del poder de voto.

2. DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

Objeto de la Compañía

El objeto social de la Compañía es producir, transportar, distribuir y suministrar energía y potencia eléctrica, pudiendo para tales efectos obtener, adquirir y explotar concesiones y servirse de las mercedes o derechos que obtenga. Asimismo, está facultada para transportar, distribuir, suministrar y comercializar gas natural para su venta a procesos industriales o de generación. Adicionalmente, puede prestar asesorías en el campo de la ingeniería, tanto en el país como en el extranjero.

Principales activos

El parque de generación está formado por centrales hidráulicas (de embalse y de pasada) y por centrales térmicas (ciclos combinados y ciclos abiertos), que en suma aportan una potencia máxima de 2.620 MW al Sistema Interconectado Central (SIC).

Las centrales hidroeléctricas suman una capacidad de 1.273 MW y se distribuyen en 15 plantas: Colbún, Machicura, San Ignacio, Chiburgo y San Clemente, ubicadas en la Región del Maule; Rucúe y Quilleco, en la Región del Bío Bío; Carena, en la Región Metropolitana; Los Quilos, Blanco, Juncal, Juncalito, Chacabuquito y Hornitos, en la Región de Valparaíso; y Canutillar, en la Región de Los Lagos. Las centrales Colbún, Machicura y Canutillar cuentan con sus respectivos embalses, mientras que las instalaciones hidráulicas restantes corresponden a centrales de pasada.

Las centrales térmicas suman una capacidad de 1.347 MW y se distribuyen en el complejo Nehuenco, ubicado en la Región de Valparaíso; la central Candelaria, en la Región de O'Higgins; la central Antilhue, en la Región de los Ríos; y la central Los Pinos ubicada en la Región del Bío Bío.

Política comercial

La política comercial del grupo es lograr un adecuado equilibrio entre el nivel de compromisos de venta de electricidad y la capacidad propia en medios de generación, con el objetivo de obtener un aumento y estabilización de los ingresos, con un nivel aceptable de riesgos ante sequías. Para ello se requiere mantener un adecuado mix de generación térmica e hidráulica.

Como consecuencia de esta política, la Compañía procura que las ventas o compras en el mercado spot no alcancen volúmenes importantes, debido a que sus precios experimentan importantes variaciones, en función de la condición hidrológica.

Principales clientes

La cartera de clientes está compuesta por clientes regulados y libres:

Los clientes regulados con contratos a Precio de Nudo de Largo Plazo Licitados son: CGE Distribución S.A. para la Región Metropolitana, CGE Distribución S.A. para las regiones de O'Higgins, Maule, Bío Bío y de La Araucanía; Saesa S.A., Frontel S.A., Compañía Eléctrica de Osorno S.A., Cooperativa Eléctrica de Curicó Ltda., Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica Codiner Ltda., Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda., Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda., Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda., Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda., Cooperativa Eléctrica Charrúa Ltda., Energía del Limarí S.A. y Cooperativa Rural Eléctrica Rio Bueno Ltda.

Conafe S.A., el cual corresponde a un cliente regulado con contrato a Precio de Nudo de Corto Plazo.

Los clientes libres son Codelco para sus divisiones Andina y El Teniente; Cartulinas CMPC S.A. para su planta Maule, CMPC Celulosa S.A., Papeles Cordillera S.A. y CMPC Tissue S.A. para la fábrica de Puente Alto; Anglo American Sur S.A. (ex Compañía Minera Disputada de Las Condes Ltda.) para sus faenas de Los Bronces/Las Tórtolas, El Soldado y Chagres (este último contrato finalizó el 31 de diciembre de 2010); los clientes libres de Chilectra S.A., Metro S.A. y Planta La Farfana de Aguas Andinas S.A., ubicados en la Región Metropolitana, y Papeles Norske Skog Bío Bío Ltda. para su planta Concepción (cuyo contrato finalizó el 31 de diciembre de 2010).

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

El mercado eléctrico

El sector eléctrico chileno tiene un marco regulatorio de casi 3 décadas de funcionamiento. Este ha permitido desarrollar una industria muy dinámica con alta participación de capital privado. El sector ha sido capaz de satisfacer la creciente demanda de energía, la cual ha crecido en promedio en los últimos 10 años a un 5% en circunstancias que el PIB creció 3% en el mismo período.

El sistema de tarificación del sector se basa en un esquema de costo marginal, que incluye a su vez los criterios de seguridad y eficiencia en la asignación de los recursos. Los costos marginales de la energía resultan de la operación real del sistema eléctrico de acuerdo a la programación económica que efectúa el CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga) y corresponden al costo variable de producción de la unidad más cara que se encuentra operando en cada instante. La remuneración de la potencia se calcula sobre la base de la potencia firme de las centrales, es decir, el nivel de potencia que la central puede aportar al sistema en las horas de punta, considerando un escenario hidrológico seco y la indisponibilidad probable de sus unidades generadoras. En el Sistema Interconectado Central (SIC), la potencia firme de los generadores se monitorea durante el período mayo-septiembre de cada año y se determina sobre la base de la demanda máxima del sistema en horario de punta según el procedimiento establecido por la autoridad reguladora. El precio de la potencia se determina como una señal económica, representativa de la inversión en aquellas unidades más eficientes para absorber la demanda de potencia, en las horas de mayor exigencia de suministro del sistema.

Chile cuenta con 4 sistemas interconectados y Colbún opera en el de mayor tamaño, el Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende desde Taltal por el norte hasta la Isla Grande de Chiloé por el sur. El consumo de esta zona representa el 75% de la demanda eléctrica de Chile. Colbún es el segundo generador eléctrico del SIC con una participación de mercado del orden del 22%.

Los generadores pueden tener 3 tipos de clientes: regulados, libres y mercado spot entre generadores.

En el mercado de clientes regulados, constituido por empresas distribuidoras, los generadores venden energía en contratos de largo plazo a un precio regulado, llamado Precio de Nudo de Corto Plazo, a partir del 1 de enero de 2010, a un precio resultante de licitaciones públicas y competitivas, denominado Precio de Nudo de Largo Plazo, introducidas con la entrada en vigencia de la Ley N° 20.018 (Ley Corta II). El Precio de Nudo de Corto Plazo es calculado semestralmente por la Comisión Nacional de Energía (CNE) mediante una metodología que calcula el promedio de los costos marginales o precios spot esperados para los 48 meses siguientes, en base a supuestos de nueva capacidad, crecimiento de la demanda, costos de los combustibles, entre otros.

Los clientes libres son aquellos que tienen una potencia conectada superior a 2.000 KW, y que negocian libremente sus precios con sus proveedores.

Finalmente el mercado spot es aquel donde los generadores transan los excedentes o déficit de energía y potencia. Se producen déficit o superávit entre la producción propia y los consumos de sus clientes, dado que las órdenes de despacho son exógenas a cada generador.

Cabe destacar que los cambios introducidos en la regulación permitirán que los usuarios con una potencia conectada entre 500 KW y 2.000 KW, puedan optar por un régimen de precios libres o regulados, con un período de permanencia mínimo de cuatro años en cada régimen.

Para inyectar su electricidad al sistema, suministrar energía y potencia eléctrica a sus clientes, Colbún utiliza instalaciones de transmisión de su propiedad y de terceros, conforme a los derechos que le otorga la legislación eléctrica.

Con la publicación de la Ley N° 19.940, en marzo 2004, denominada Ley Corta I, se introdujeron los conceptos de Sistema de Transmisión Troncal, Sistema de Subtransmisión y Sistema de Transmisión Adicional, estableciéndose una metodología transparente y participativa en la determinación de las tarifas por el uso de los Sistemas Troncal y de Subtransmisión.

3. RESUMEN PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES

3.1 Principios contables

Los presentes estados financieros han sido preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante IASB).

Los estados financieros consolidados de la Compañía correspondientes al año terminado al 31 de diciembre de 2010 han sido preparados de acuerdo a IFRS. Los presentes estados financieros han sido aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 03 de febrero de 2011.

Los Estados Consolidados de Situación Financiera al 31 de diciembre de 2009, los Estados de Resultados Integrales, de Cambios en el Patrimonio neto y de Flujos de Efectivo determinados al 31 de Diciembre de 2009, han sido preparados de acuerdo a IFRS, sobre una base consistente con los criterios utilizados al 31 de diciembre de 2010.

La Compañía cumple con todas las condiciones legales a las que está sujeta, presenta condiciones de operación normal en cada ámbito en el que se desarrollan sus actividades, sus proyecciones muestran una operación rentable y tiene capacidad de acceder al sistema financiero para financiar sus operaciones, lo que a juicio de la Administración determina su capacidad de continuar como empresa en marcha, según lo establecen las normas contables bajo las que se emiten estos estados financieros.

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas en la preparación de estos estados financieros consolidados. Tal como lo requiere IFRS 1, estas políticas han sido definidas en función de IFRS vigentes al 31 de diciembre de 2010 aplicadas de manera uniforme a todos los ejercicios que se presentan en estos estados financieros consolidados.

a. Bases de preparación y período

Los presentes estados financieros consolidados de Colbún S.A. comprenden el Estado de Situación Financiera al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009, Estados de Resultados por Naturaleza, Estado de Cambios en el Patrimonio y Estado de Flujo de Efectivo determinados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Los estados financieros consolidados han sido preparados bajo el criterio del costo histórico.

La información contenida en los presentes estados financieros es responsabilidad de la Administración de Colbún.

La preparación de los estados financieros en conformidad con IFRS requiere el uso de estimaciones y supuestos que afectan los montos de activos y pasivos a la fecha de los estados financieros y los montos de ingresos y gastos durante el período reportado. Estas estimaciones están basadas en el mejor saber de la administración sobre los montos reportados, eventos o acciones.

b. Bases de consolidación

Los estados financieros consolidados incorporan los estados financieros de la Sociedad Matriz y las sociedades controladas por la Compañía. El control es alcanzado cuando la Sociedad Matriz tiene el poder para gobernar las políticas financieras y operativas de una entidad y por lo tanto, obtiene beneficios de sus actividades. El detalle de las filiales se describe en el siguiente cuadro:

Sociedad consolidada	País	Moneda funcional	RUT	Directo	Porcentaje de participación		
					Indirecto	Total	Total
Empresa Eléctrica Industrial S.A.	Chile	Dólar	96854000-9	99,9999	-	99,9999	99,9999
Colbún International Limited	Islas Caimán	Dólar	0-E	99,9999	-	99,9999	99,9999
Sociedad Hidroeléctrica							
Melocotón Ltda.	Chile	Dólar	86856100-9	99,9000	0,1000	100	100
Río Tranquilo S.A.	Chile	Dólar	76293900-2	-	100	100	100
Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A.	Chile	Dólar	86912000-6	99,9000	-	99,9000	99,9999
Hidroeléctrica Aconcagua S.A.	Chile	Dólar	96590600-2	15,0000	85,0000	100	85
Obras y Desarrollo S.A.	Chile	Dólar	96784960-K	-	99,9000	99,9000	99,9
Termoeléctrica Nehuenco S.A.	Chile	Dólar	76528870-3	99,9000	0,0001	100	100
Termoeléctrica Antilhue S.A.	Chile	Dólar	96009904-K	99,9000	0,0001	100	100

Todas las transacciones y los saldos significativos intercompañías han sido eliminados al consolidar, como también se ha dado reconocimiento a la participación no controladora que corresponde al porcentaje de participación de terceros en las filiales, el cual está incorporado en forma separada en el patrimonio de Colbún consolidado.

La subsidiaria Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A., tiene como subsidiarias a las sociedades Hidroeléctrica Aconcagua S.A., Obras y Desarrollo S.A. y Río Tranquilo S.A., con un 85,0%, 99,9% y un 99,9% de participación, respectivamente.

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

Con fecha 24 de agosto de 2010, Colbún S.A. suscribió con el International Finance Corporation (“IFC”) un “Contrato de Compraventa de Acciones” para adquirir el 15% de las acciones que el IFC mantenía en nuestra filial Hidroeléctrica Aconcagua S.A. (“HASA”). Con esta compra, Colbún S.A. pasa a tener directa e indirectamente el 100% de la propiedad HASA.

b.1 Entidades con cometido especial

Con fecha 17 de mayo de 2010 el Ministerio de Justicia concede personalidad jurídica y aprueba los estatutos de la Fundación Colbún, dentro de los objetivos centrales de la fundación están:

La Promoción, fomento y apoyo de todas las clases de obras y actividades que tiendan al perfeccionamiento y mejoramiento de las condiciones de vida de los sectores de mayor necesidad de la población.

La investigación, el desarrollo y la difusión de la cultura y el arte. La Fundación podrá participar en la formación, organización, administración y soporte de todas aquellas entidades, instituciones, asociaciones, agrupaciones y organizaciones, sean públicas o privadas que tengan los mismos fines.

La Fundación apoyará a todas las entidades que tengan como objeto la difusión, investigación, el fomento y el desarrollo de la cultura y las artes.

La Fundación podrá financiar la adquisición de inmuebles, equipos, mobiliarios, laboratorios, salas de clases, museos y bibliotecas, financiar la readecuación de infraestructuras para apoyar el perfeccionamiento académico. Financiar el desarrollo de investigaciones, desarrollar e implementar programas de instrucción, impartir capacitación o adiestramiento para el desarrollo y financiar la edición y distribución de libros, folletos y cualquier tipo de publicaciones.

Al 31 de diciembre de 2010 Colbún S.A. entregó MUS\$127 por concepto de aporte inicial y donaciones a la Fundación para el cumplimiento de sus objetivos, importe que ha sido incluido en los presentes estados financieros consolidados de la Sociedad.

c. Inversiones contabilizadas por el método de participación

Las participaciones en sociedades sobre las que Colbún ejerce el control conjuntamente con otra Sociedad o en las que posee una influencia significativa se registran siguiendo el método de participación. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en los que la Compañía posee una participación superior al 20%.

El método de participación consiste en registrar la participación por la fracción del patrimonio neto que representa la participación de Colbún sobre el capital ajustado de la Inversora.

Si el importe resultante fuera negativo se deja la participación a cero a no ser que exista el compromiso por parte de la Compañía de reponer la situación patrimonial de la sociedad, en cuyo caso se registra la correspondiente provisión para riesgos y gastos.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la participación, y los resultados obtenidos por estas sociedades que corresponden a Colbún conforme a su participación se incorporan, netos de su efecto tributario, a la Cuenta de Resultados en el “Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de participación”.

d. Efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera

Los estados financieros consolidados han sido preparados en dólares estadounidenses, que corresponde a la moneda funcional y de presentación de la Compañía Matriz Colbún S.A.

Las transacciones en moneda local y extranjera, distintos de la moneda funcional, se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones.

Las pérdidas y ganancias en moneda extranjera que resultan de la liquidación de estas transacciones y de la conversión a los tipos de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en monedas distintas a la moneda funcional, se reconocen en el Estado de Resultados, excepto si se difieren en patrimonio neto como las coberturas de flujos de efectivo y las coberturas de inversiones netas. Asimismo, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar al cierre de cada ejercicio en moneda distinta de la moneda funcional en la que están denominados los estados financieros de las compañías que forman parte del perímetro de consolidación se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como Resultados Financieros en la cuenta Diferencias de Cambio.

e. Bases de conversión

Los activos y pasivos en pesos chilenos, euros y en unidades de fomento han sido traducidos a dólares a los tipos de cambio vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros, de acuerdo al siguiente detalle:

	31.12 2010	31.12 2009
	\$	\$
Dólar observado	468.01	507.10
Euros por dólar	0.7530	0.6654
Unidades de fomento por dólar	0.0218	0.0231

f. Propiedades, plantas y equipos

Las propiedades, plantas y equipos mantenidos para el uso en la generación de los servicios de electricidad o para propósitos administrativos, son presentados a su valor de costo menos la subsecuente depreciación y pérdidas de deterioro en caso que corresponda. Este valor de costo así determinado incluye los siguientes conceptos, según lo permiten las IFRS:

El costo financiero de los créditos destinados a financiar obras en ejecución, se capitaliza durante el período de su construcción.

Los gastos de personal relacionados directamente con las obras en curso.

Los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación, se imputan a resultados, como costos del ejercicio en que se incurren.

La administración de la Compañía, en base al resultado del test de deterioro explicado en la Nota 5 b, considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

Las propiedades, plantas y equipos, neto del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que componen dicho activo entre los años de sus vidas útiles técnicas estimadas (Nota 5 a(i)).

El valor residual y la vida útil de los activos se revisan y ajustan, si es necesario, en cada cierre de Estado de Situación.

g. Intangibles distintos de la plusvalía

Corresponden a Servidumbres y Derechos de Agua adquiridos para la construcción de centrales, los cuales son valorizados de acuerdo al criterio del costo histórico.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas se explican en Nota 5 b.

h. Instrumentos financieros

h.1. Activos financieros

Los activos financieros se clasifican en las siguientes categorías:

- a)** Activos financieros a valor razonable a través de resultados.
- b)** Mantenidos hasta su vencimiento.
- c)** Activos financieros disponibles para la venta.
- d)** Préstamos y cuentas a cobrar.

La clasificación depende de la naturaleza y el propósito de los activos financieros y se determina en el momento de reconocimiento inicial.

h.1.1 Método de la tasa de interés efectiva

El método de tasa de interés efectiva corresponde al método de cálculo del costo amortizado de un activo financiero y de la asignación de los ingresos por intereses durante todo el periodo correspondiente. La tasa de interés efectiva corresponde a la tasa que descuenta exactamente los flujos futuros de efectivo estimados por cobrar (incluyendo todos los cargos sobre puntos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otros premios o descuentos) durante la vida esperada del activo financiero.

Todos los pasivos bancarios y obligaciones financieras de la Compañía se encuentran registrados bajo éste método.

Los ingresos se reconocen sobre una base de intereses efectivos en el caso de los instrumentos de deuda distintos de aquellos activos financieros clasificados a valor razonable a través de resultados.

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

h.1.2 Préstamos y cuentas a cobrar

Se registran a su costo amortizado, correspondiendo éste básicamente al efectivo entregado, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados en el caso de los préstamos, y al valor actual de la contraprestación realizada en el caso de las cuentas por cobrar. Se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha del Estado de Situación que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas a cobrar se incluyen en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en el Estado de Situación.

h.1.3 Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

Son aquellas inversiones en las que la Compañía tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento, y que también son contabilizadas a su costo amortizado. En general las inversiones en instrumentos de corto plazo como Depósitos a Plazo Fijo se reconocen en esta categoría.

h.1.4 Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados

Incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Las variaciones en su valor se registran directamente en el Estado de Resultados en el momento que ocurren. Las inversiones en Fondos Mutuos de corto plazo se reconocen en esta categoría.

h.1.5 Inversiones disponibles para la venta

Corresponden al resto de inversiones que se asignan específicamente como disponibles para la venta o aquellas que no califican entre las tres categorías anteriores. Estas inversiones se registran a su valor razonable cuando es posible determinarlas en forma fiable.

h.1.6 Deterioro de activos financieros

Los activos financieros, distintos de aquellos valorizados a valor razonable a través de resultados, son evaluados a la fecha de cada estado de situación para establecer la presencia de indicadores de deterioro. Los activos financieros se encuentran deteriorados cuando existe evidencia objetiva de que, como resultado de uno o más eventos ocurridos después del reconocimiento inicial, los flujos futuros de caja estimados de la inversión han sido impactados.

Las contrapartes comerciales de Colbún corresponden a empresas de primer nivel en términos de calidad crediticia y empresas distribuidoras que por su regulación y/o comportamiento histórico no muestran signos de deterioro o atrasos importantes en los plazos de pago, por lo que no se observan deterioros en este sentido.

En el caso de los activos financieros valorizados al costo amortizado, la pérdida por deterioro corresponde a la diferencia entre el valor libro del activo y el valor presente de los flujos futuros de caja estimados, descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero.

Considerando que al 31 de diciembre de 2010 la totalidad de las inversiones financieras de la Compañía han sido realizadas en instituciones de la más alta calidad crediticia y que tienen vencimiento en el corto plazo (menor a 90 días), las pruebas de deterioro realizadas indican que no existe deterioro observable.

h.2. Pasivos financieros

h.2.1 Clasificación como deuda o patrimonio

Los instrumentos de deuda y patrimonio se clasifican ya sea como pasivos financieros o como patrimonio, de acuerdo con la sustancia del acuerdo contractual.

h.2.2 Instrumentos de patrimonio

Un instrumento de patrimonio es cualquier contrato que ponga de manifiesto una participación residual en los activos de una entidad una vez deducidos todos sus pasivos. Los instrumentos de patrimonio emitidos por Colbún S.A. se registran al monto de la contraprestación recibida, netos de los costos directos de la emisión. La Compañía actualmente sólo tiene emitidos acciones de serie única.

h.2.3 Pasivos financieros

Los pasivos financieros se clasifican, ya sea, como pasivo financiero a "valor razonable a través de resultados" o como "otros pasivos financieros".

h.2.4 Pasivos financieros a valor razonable a través de resultados

Los pasivos financieros son clasificados a valor razonable a través de resultados cuando éstos, sean mantenidos para negociación o sean designados a valor razonable a través de resultados.

h.2.5 Otros pasivos financieros

Otros pasivos financieros, incluyendo los préstamos, se valorizan inicialmente por el monto de efectivo recibido, netos de los costos de transacción. Los otros pasivos financieros son posteriormente valorizados al costo amortizado utilizando el

método de tasa de interés efectiva, reconociendo los gastos por intereses sobre la base de la rentabilidad efectiva.

El método de la tasa de interés efectiva corresponde al método de cálculo del costo amortizado de un pasivo financiero y de la asignación de los gastos por intereses durante todo el período correspondiente. La tasa de interés efectiva corresponde a la tasa que descuenta exactamente los flujos futuros de efectivo estimados por pagar durante la vida esperada del pasivo financiero o, cuando sea apropiado, un período menor cuando el pasivo asociado tenga una opción de prepago que se estime será ejercida.

Las obligaciones por colocación de bonos se presentan a valor neto, es decir, rebajando al valor par de los bonos suscritos los descuentos y gastos asociados a su colocación.

h.2.6 Pasivos financieros dados de baja

La Compañía da de baja los pasivos financieros únicamente cuando las obligaciones son canceladas, anuladas o expiran.

i. Instrumentos financieros derivados

Los contratos derivados suscritos por la Compañía corresponden fundamentalmente a instrumentos de cobertura. Los efectos que surjan producto de los cambios del valor justo de este tipo de instrumentos, se registran dependiendo de su valor en activos o pasivos de cobertura, en la medida que la cobertura de esta partida haya sido declarada como altamente efectiva de acuerdo a su propósito. La correspondiente utilidad o pérdida no realizada se reconoce en resultados del período en que los contratos son liquidados o dejan de cumplir las características de cobertura.

La Compañía mantiene vigentes contratos de derivados de moneda, tasa de interés y commodities como el petróleo. Los derivados inicialmente se reconocen a valor justo a la fecha de la firma del contrato derivado y posteriormente se revalorizan a su valor justo a la fecha de cada cierre. Las ganancias o pérdidas resultantes se reconocen en ganancias o pérdidas en función de la efectividad del instrumento derivado y según la naturaleza de la relación de cobertura. Una cobertura se considera altamente efectiva cuando los cambios en el valor razonable o en los flujos de caja del subyacente atribuibles al riesgo cubierto, se compensan con los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo del instrumento de cobertura, con una efectividad que se encuentre en el rango de 80% - 125%. La Compañía denomina ciertos derivados como instrumentos de cobertura del valor justo de activos o pasivos reconocidos o compromisos firmes (instrumentos de cobertura del valor justo), instrumentos de cobertura de transacciones previstas altamente probables o instrumentos de cobertura de riesgo de tipo de cambio de compromisos firmes (instrumentos de cobertura de flujos de caja), o instrumentos de cobertura de inversiones netas en operaciones extranjeras. A la fecha, un alto porcentaje de los derivados contratados por la Compañía tienen tratamiento de cobertura de flujos de caja, la única excepción la constituyen derivados de tasa de interés que quedaron sin partida cubierta al prepagar un crédito Sindicado en febrero de 2010 y cuya posición se ha mantenido abierta y su efecto producto de la valoración a mercado se reconoce como ganancia o pérdida en el Estado de Resultados. (ver punto i.4).

Un instrumento derivado se presenta como un activo no corriente o un pasivo no corriente si el período de vencimiento remanente del instrumento supera los 12 meses y no se espera su realización o pago dentro de los 12 meses posteriores. Los demás instrumentos derivados se presentan como activos corrientes o pasivos corrientes.

i.1 Derivados implícitos

La Compañía evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos de instrumentos financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal siempre que el conjunto no esté contabilizado a valor razonable. En caso de no estar estrechamente relacionados, son registrados separadamente contabilizando las variaciones de valor en la cuenta de Resultados Consolidada.

A la fecha, Colbún ha evaluado que no existen derivados implícitos en sus contratos.

i.2 Contabilidad de coberturas

La Compañía denomina ciertos instrumentos como de cobertura, que pueden incluir derivados o derivados implícitos, ya sea como instrumentos de cobertura del valor justo, instrumentos de cobertura de flujos de caja, o instrumentos de cobertura de inversiones netas en operaciones extranjeras.

Al inicio de la relación de cobertura, Colbún documenta la relación entre los instrumentos de cobertura y el ítem cubierto, junto con los objetivos de su gestión de riesgo y su estrategia para realizar diferentes transacciones de cobertura. Además, al inicio de la cobertura y de manera continuada, la Compañía documenta si el instrumento de cobertura utilizado en una relación de cobertura es altamente efectivo en compensar cambios en los valores justos o flujos de caja del ítem cubierto. La Nota 13.1 presenta el detalle de los valores justos de los instrumentos derivados utilizados con propósitos de cobertura.

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

i.3 Cobertura del valor razonable

El cambio en los valores razonables de los instrumentos derivados denominados y que califican como instrumentos de cobertura del valor razonable, se contabilizan en ganancias y pérdidas de manera inmediata, junto con cualquier cambio en el valor justo del ítem cubierto que sea atribuible al riesgo cubierto. A la fecha, la Compañía no ha clasificado coberturas como de este tipo.

i.4 Coberturas de flujos de caja

La porción efectiva de los cambios en el valor justo de los instrumentos derivados que se denominan y califican como instrumentos de cobertura de flujos de caja se difiere en el patrimonio, en una reserva de Patrimonio Neto denominada "Cobertura de Flujo de Caja". La ganancia o pérdida relacionada a la porción ineficaz se reconoce de manera inmediata en ganancias o pérdidas, y se incluye en la línea de "otras ganancias o pérdidas" del estado de resultados. Los montos diferidos en el patrimonio se reconocen como ganancias o pérdidas en los períodos cuando el ítem cubierto se reconoce en ganancias o pérdidas, en la misma línea del estado de resultados que el ítem cubierto fue reconocido. Sin embargo, cuando la transacción prevista que se cubre resulta en el reconocimiento de un activo no financiero o un pasivo no financiero, las ganancias y pérdidas previamente diferidas en el patrimonio se transfieren del patrimonio y se incluyen en la valorización inicial del costo de dicho activo o pasivo.

La contabilidad de coberturas se descontinúa cuando la Compañía anula la relación de cobertura, cuando el instrumento de cobertura vence o se vende, se finaliza, o ejerce, o ya no califica para la contabilidad de coberturas. Cualquier ganancia o pérdida diferida en el patrimonio en ese momento se mantiene en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción prevista finalmente se reconoce en ganancias o pérdidas. Cuando ya no es esperable que una transacción prevista ocurra, la ganancia o pérdida acumulada que fue diferida en el patrimonio se reconoce de manera inmediata en ganancias o pérdidas.

j. Inventarios

En este rubro se registra el stock de gas y petróleo, los que se encuentran valorizados al precio medio ponderado y existencias de almacén, los que se encuentran valorizados a su costo. Las valorizaciones no superan el valor neto de realización.

k. Estado de flujo de efectivo

Para efectos de preparación del Estado de flujo de efectivo, la Compañía y subsidiarias han definido las siguientes consideraciones:

El efectivo y equivalentes al efectivo incluyen el efectivo en caja, los depósitos a plazo en entidades de crédito y otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de tres meses. En el Estado de Situación, los sobregiros bancarios se clasifican como recursos ajenos en el pasivo corriente.

Actividades de operación: son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Compañía, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiación.

Actividades de inversión: Corresponden a actividades de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos a largo plazo y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.

Actividades de financiación: Corresponden a actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.

l. Impuesto a las ganancias

La Sociedad y sus filiales determinan la base imponible y calculan su impuesto a la renta de acuerdo con las disposiciones legales vigentes en cada ejercicio.

Los impuestos diferidos originados por diferencias temporarias y otros eventos que crean diferencias entre la base contable y tributaria de activos y pasivos se registran de acuerdo con las normas establecidas en la NIC 12 "Impuesto a las ganancias".

El impuesto sobre sociedades se registra en la Cuenta de Resultados Consolidada o en las cuentas de patrimonio neto del Estado de Situación Consolidado en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos, y su base fiscal generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo que se calculan utilizando las tasas fiscales que se espera que estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen.

Las variaciones producidas en el ejercicio en los impuestos diferidos de activo o pasivo se registran en la cuenta de resultado del Estado de Resultados Integrales consolidados o directamente en las cuentas de patrimonio del Estado de Situación

Financiera, según corresponda.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen únicamente cuando se espera disponer de utilidades tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias.

Los activos y pasivos tributarios no monetarios, se determinan en pesos chilenos y son traducidos a la moneda funcional de la Compañía al tipo de cambio de cierre de cada período, las variaciones de la tasa de cambio dan lugar a diferencias temporarias.

m. Indemnización por años de servicio

Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicios surgen como consecuencia de acuerdos de carácter colectivo suscritos con los trabajadores de la Compañía, en los que se establece el compromiso por parte de la empresa. La Compañía reconoce el costo de beneficios del personal de acuerdo a un cálculo actuarial, según lo requiere NIC 19 "Beneficios del personal" el que incluye variables como la expectativa de vida, incremento de salarios, etc. Para determinar dicho cálculo se ha utilizado una tasa de descuento del 5,5% anual.

El importe de los pasivos actuariales netos devengados al cierre del ejercicio se presenta en el ítem Provisiones del pasivo no corriente del Estado de Situación Financiera Consolidado.

n. Provisiones

Las obligaciones existentes a la fecha del Estado de Situación, surgidas como consecuencia de sucesos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales para la Compañía cuyo importe y momento de cancelación son indeterminados se registran como provisiones por el valor actual del importe más probable que se estima que la Compañía tendrá que desembolsar para cancelar la obligación.

Las provisiones son revisadas periódicamente y se cuantifican teniendo en consideración la mejor información disponible a la fecha de cada cierre contable.

o. Reconocimiento de ingresos

Los ingresos provenientes de la venta de energía eléctrica se valorizan a su valor justo del monto recibido o por recibir y representa los montos para los servicios prestados durante las actividades comerciales normales, reducido por cualquier descuento o impuesto relacionado.

La siguiente es una descripción de las principales políticas de reconocimiento de ingresos de la Compañía, para cada tipo de cliente:

Cientes regulados - compañías de distribución: Los ingresos por la venta de energía eléctrica se registran sobre la base de la entrega física de la energía y potencia, en conformidad con contratos a largo plazo a un precio regulado estipulado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) o un precio licitado conforme a la Ley N° 20.018 del año 2005, según corresponda.

Cientes regulados sin contrato - compañías de distribución: Hasta diciembre de 2009 la Compañía registraba las ventas de energía no facturadas a distribuidores sobre base devengada a su costo marginal, según lo indicado en el artículo transitorio N° 3 de la Ley 20.018. Esta regulación establece que "las compañías generadoras de energía recibirán el Precio Nudo actual de los distribuidores sujetos a la regulación de precios no cubierta por contratos, abonando o cargando las diferencias positivas o negativas, respectivamente, entre el costo marginal y el Precio de Nudo actual". A partir del 01 de enero de 2010 ya no está vigente este régimen especial de venta.

Cientes no regulados - capacidad de conexión mayor a 2.000 KW. Los ingresos de las ventas de energía eléctrica para estos clientes se registran sobre la base de entrega física de energía y potencia, a las tarifas especificadas en los contratos respectivos.

Cientes mercado spot - Los ingresos de las ventas de energía eléctrica y potencia se registran sobre la base de entrega física de energía y potencia, entre otras compañías generadoras, al costo marginal de la energía y potencia. El mercado spot está organizado a través del Centro Económico de Despacho de Carga (CDEC) al que los generadores pertenecen como coordinados junto a las empresas transmisoras, distribuidoras y a los grandes clientes libres y es donde se comercializan los superávit o déficit de energía y potencia eléctrica. Los superávit de energía y potencia se registran como ingresos y los déficit se registran como gasto dentro del estado de resultado.

Cuando se intercambian o cambian bienes o servicios por bienes o servicios de naturaleza y valor similar, el intercambio no se considera como una transacción que genere ingresos.

La Compañía registra el monto neto de los contratos de compra o venta de elementos no financieros que se liquidan por

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

el monto neto en efectivo, o en otro instrumento financiero. Los contratos que se han establecidos o mantenidos con el fin de recibir o entregar tales elementos no financieros se registran según los términos contractuales de la compra, venta o requerimientos de uso esperado por la entidad. Los ingresos por intereses se registran según el período de referencia del capital pendiente y considera la tasa de interés aplicable actual.

Adicionalmente, cualquier impuesto recibido por los clientes y remitidos a las autoridades gubernamentales (por ejemplo, IVA, impuestos por ventas o tributos) se registran sobre una base neta y por lo tanto se excluyen de los ingresos en el Estado de Resultados Consolidados.

o.1 Ingresos por dividendos e intereses

Los ingresos por dividendos de inversiones se reconocen cuando se ha establecido el derecho de recibir el pago.

Los ingresos por intereses se devengan sobre la base del tiempo, por referencia al capital por pagar y la tasa de interés efectiva aplicable, que es la tasa que rebaja exactamente los ingresos de dineros futuros y estimados a través de la vida útil esperada del activo financiero al valor libro neto de dicho activo.

p. Dividendos

La Junta Ordinaria de Accionistas acordó que la política de dividendos será la distribución del 30% de las utilidades líquidas del ejercicio.

La Compañía provisiona al cierre de cada ejercicio el 30% de la utilidad líquida del mismo.

q. Medio ambiente

La Compañía, de acuerdo a su calidad de proveedor de energía eléctrica, adhiere a los principios del Desarrollo Sustentable, los cuales compatibilizan el desarrollo económico cuidando el medio ambiente, la seguridad y salud de sus colaboradores.

La Compañía reconoce que estos principios son claves para el bienestar de sus colaboradores, el cuidado del entorno y para lograr el éxito de sus operaciones.

A través de una gestión proactiva Colbún se compromete a:

Integrar a la gestión de la Compañía la variable ambiental, a fin de prevenir, mitigar o compensar los impactos ambientales adversos de nuevos proyectos o de modificaciones a los ya existentes.

Cumplir con los requisitos establecidos en la legislación aplicable a las actividades y en los compromisos asumidos con terceras partes interesadas.

Utilizar los recursos naturales renovables de forma que estos no pierdan su capacidad de auto depuración o regeneración, o si es el caso, su potencialidad de reutilización o reciclaje, mediante la aplicación de tecnologías apropiadas y económicamente viables.

Utilizar combustibles fósiles, cuidando maximizar la eficiencia energética y minimizar el impacto ambiental mediante tecnologías de apropiada relación costo- beneficio.

Prevenir la contaminación y los impactos ambientales negativos, logrando que las instalaciones y actividades se integren en armonía con el entorno, con el fin de potenciar los impactos positivos.

Promover la conciencia ambiental entre nuestros empleados, clientes, contratistas, proveedores y la comunidad cercana a las instalaciones.

Establecer objetivos, metas ambientales y programas de gestión que permitan el mejoramiento continuo de las actividades de las instalaciones, de acuerdo con el concepto de Desarrollo Sustentable. La gerencia de Colbún desarrolla evaluaciones periódicas para asegurar el cumplimiento de estos programas.

Cumplir con estos compromisos es responsabilidad de cada miembro de la Compañía. La aplicación de esta política permitirá demostrar la permanente preocupación de Colbún por la calidad ambiental, la seguridad y salud de las personas.

r. Vacaciones al personal

El gasto de vacaciones se registra en el período en que se devenga el derecho, de acuerdo a lo establecido en la NIC N°19.

s. Clasificación de saldos en corriente y no corriente

En el Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como Corriente aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses y como No corriente los de vencimiento superior a dicho período.

t. Reclasificaciones

Para efectos comparativos se han efectuado ciertas reclasificaciones en los estados financieros de 2009, los que se describen a continuación:

- Adecuación a la publicación del modelo de información y cumplimiento con la circular N°1975 de la Superintendencia de Valores y Seguros.
- La porción del dividendo mínimo legal correspondiente a los accionistas controladores se reclasificó de Otros pasivos no financieros corrientes a Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes.
- Las primas en colocación de acciones propias se reclasificaron desde Otras reservas a Primas de emisión.
- Los ajustes primera adopción IFRS, ascendentes a MUS\$429.397 presentados en otras reservas se han reclasificado a resultados acumulados no distribuibles (Ver nota 27 h).

3.2 Nuevos pronunciamientos contables

a. Las siguientes nuevas Normas e interpretaciones han sido adoptadas en estos estados financieros en la medida que han sido aplicables.

La aplicación de estas normas no ha tenido un impacto significativo en los montos reportados en estos estados financieros, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

Enmiendas a IFRS	Fecha de aplicación obligatoria
IFRS 1 (Revisada), Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera	Períodos anuales iniciados el 1 de julio de 2009
IFRS 2, Pagos basados en acciones	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2010
IFRS 3 (Revisada), Combinación de negocios	Períodos anuales iniciados el 1 de julio de 2009
NIC 27 (Revisada), Estados Financieros Consolidados e Individuales	Períodos anuales iniciados el 1 de julio de 2009
NIC 39, Instrumentos Financieros: Medición y Reconocimiento – Ítems cubiertos elegibles	Aplicación retrospectiva para períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2009
Mejoras a IFRS Abril 2009 – colección de enmiendas a doce Normas Internacionales de Información Financiera	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2010
CIIFRS 17, Distribución de activos no monetarios a propietarios	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2009

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

b. Las siguientes nuevas Normas e Interpretaciones han sido emitidas pero su fecha de aplicación aún no está vigente:

Nuevas IFRS	Fecha de aplicación obligatoria
IFRS 9, Instrumentos Financieros del 1 de enero de 2013	Períodos anuales iniciados en o después
Enmiendas a IFRS	Fecha de aplicación obligatoria
IFRS 1 (Revisada), Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera (i) Eliminación de Fechas Fijadas para Adoptadores por Primera Vez – (ii) Hiperinflación Severa	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2011.
NIC 12, Impuestos diferidos – Recuperación del Activo Subyacente	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2012
NIC 24, Revelación de Partes Relacionadas	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011
NIC 32, Clasificación de Derechos de Emisión	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de febrero de 2010
Mejoras a IFRS Mayo 2010 – Colección de enmiendas a siete Normas Internacionales de Información Financiera	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011
IFRS 7, Instrumentos Financieros: Revelaciones – Revelaciones – Transferencias de Activos Financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2011
IFRS 9, Instrumentos Financieros – Adiciones a IFRS 9 para la contabilización de Pasivos Financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
Nuevas Interpretaciones IFRIC 19, Extinción de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio	Fecha de aplicación obligatoria Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2010
Enmiendas a Interpretaciones IFRIC 14, El límite sobre un activo por beneficios definidos, requerimientos mínimos de financiación y su interacción	Fecha de aplicación obligatoria Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011

La Administración de la Compañía y sus subsidiarias, estima que la futura adopción de las Normas e Interpretaciones antes descritas no tendrá un impacto significativo en los estados financieros consolidados del Grupo.

4. GESTIÓN DE RIESGO FINANCIERO

4.1 Política de Gestión de Riesgos

La estrategia de Gestión de Riesgo está orientada a resguardar los principios de estabilidad y sustentabilidad de la Compañía, eliminando o mitigando las variables de incertidumbre que la afectan o puedan afectar.

Gestionar integralmente los riesgos supone identificar, medir, analizar, mitigar y controlar los distintos riesgos incurridos por las distintas gerencias de la Compañía, así como estimar el impacto en la posición consolidada de la misma, su seguimiento y control en el tiempo. En este proceso intervienen tanto la alta dirección de Colbún como las áreas tomadoras de riesgo.

Los límites de riesgo tolerables, las métricas para la medición del riesgo, la periodicidad de los análisis de riesgo son políticas normadas por el Directorio de la Compañía.

La función de control de riesgo es realizada por un Comité de Riesgos con el apoyo de la Gerencia de Gestión y Control de Riesgo (perteneciente a la División Negocios y Gestión de Energía) y en coordinación con las demás Divisiones de la Compañía.

4.2 Factores de riesgo

Las actividades de la Compañía están expuestas a diversos riesgos que se han clasificado en Riesgos del Negocio Eléctrico y Riesgos Financieros.

4.2.1 Riesgos del negocio eléctrico

Son los riesgos de carácter estratégico debido a factores externos e internos de la Compañía tales como el ciclo económico, hidrología, nivel de competencia, patrones de demanda, estructura de la industria, cambios en la regulación y niveles de precios de los combustibles. También dentro de esta categoría están los riesgos provenientes de la gestión de proyectos, fallas en equipos y mantención.

De los riesgos del Negocio Eléctrico, para el año 2010 los principales se encuentran asociados a la Hidrología y los precios de los combustibles, los que se detallan a continuación:

a. Riesgo hidrológico

El 50% de la potencia instalada de Colbún corresponde a centrales hidráulicas, las que permiten suministrar los compromisos de la empresa a bajos costos operativos. Sin embargo, en condiciones hidrológicas secas, Colbún debe operar sus plantas térmicas de ciclo combinado o ciclo abierto, operando principalmente con diesel o realizar compras de energía en el mercado spot para el suministro de sus compromisos con clientes directos.

Esta situación encarece los costos de Colbún aumentando la variabilidad de sus resultados en función de las condiciones hidrológicas.

La exposición de la Compañía al riesgo hidrológico con una confiabilidad del 95% se encuentra razonablemente mitigada mediante varios contratos de venta que se indexan al precio spot. Sin embargo, dado que frente a condiciones hidrológicas extremas la variabilidad en los resultados podría aumentar, esta situación está en constante supervisión con el objeto de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requieran.

b. Riesgo de precios de los combustibles

Como se mencionó en la descripción del riesgo hidrológico, en situaciones de bajos afluentes a las plantas hidráulicas Colbún debe hacer uso de sus plantas térmicas o efectuar compras de energía en el mercado spot a costo marginal. En estos escenarios el costo de producción de Colbún o los costos marginales se encuentran directamente afectados por los precios de los combustibles.

Para el año 2009, Colbún desarrolló coberturas con instrumentos derivados de bajo riesgo adquiridos a diversas instituciones financieras para mitigar este conjunto de riesgos. Para el año 2010, y en consideración a los menores riesgos que se visualizan con respecto a este ítem, no se han tomado instrumentos de cobertura. Sin embargo, estas coberturas así como las necesidades de estos productos se revisan periódicamente con el objeto de mantener permanentemente estructuradas las medidas de mitigación de los riesgos que enfrenta o pueda llegar a enfrentar la Compañía.

Para el año 2010, esta exposición se puede evaluar si se considera que la generación con centrales térmicas ha sido aproximadamente 320 GWh mensuales en promedio. Una variación en los precios internacionales del petróleo de US\$10/bbl implicaría, en las actuales condiciones de mercado, un impacto de aproximadamente US\$5.4 millones mensuales en el costo de producción de la Compañía. Sin embargo, debido a la existencia de nuevos contratos que sus precios de venta también se indexan con las variaciones de los precios de los combustibles, este riesgo es razonablemente mitigado.

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

4.2.2 Riesgos financieros:

Son aquellos riesgos ligados a la imposibilidad de realizar transacciones o al incumplimiento de obligaciones procedentes de las actividades por falta de fondos, como también las variaciones de tasas de interés, tipos de cambios, quiebra de contraparte u otras variables financieras de mercado que puedan afectar patrimonialmente a Colbún.

a. Riesgo de tipo de cambio

El riesgo de tipo de cambio viene dado principalmente por los pagos que se deben realizar en monedas distintas al dólar para el proceso de generación de energía, por las inversiones en plantas de generación de energía ya existentes o nuevas plantas en construcción, y por la deuda contratada en moneda distinta a la moneda funcional de la Compañía.

Los instrumentos utilizados para gestionar el riesgo de tipo de cambio corresponden a swaps de moneda y forwards.

En términos de calce de monedas el balance actual de la compañía presenta un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición "larga" en pesos se traduce en un resultado por diferencia de cambio de aprox. US\$4,4 millones por cada \$10 de variación en la paridad peso dólar.

b. Riesgo de tasa de interés

Se refiere a las variaciones de las tasas de interés que afectan el valor de los flujos futuros referenciados a tasa de interés variable, y a las variaciones en el valor razonable de los activos y pasivos referenciados a tasa de interés fija que son contabilizados a valor razonable.

El objetivo de la gestión de este riesgo es alcanzar un equilibrio en la estructura de deuda, disminuir los impactos en el costo motivados por fluctuaciones de tasas de interés y de esta forma poder reducir la volatilidad en la cuenta de resultados de la Compañía.

Para cumplir con los objetivos y de acuerdo a las estimaciones de Colbún se contratan derivados de cobertura con la finalidad de mitigar estos riesgos. Los instrumentos utilizados son swaps de tasa de interés fija y collars.

La deuda financiera de la Compañía, incorporando el efecto de los derivados de tasa de interés contratados, presenta el siguiente perfil:

TASA DE INTERÉS	31.12.2010	31.12.2009
Fija	100%	100%
Variable	0%	0%
Total	100%	100%

Por otro lado, Colbún tiene una posición remanente de derivados que cubrían el riesgo de tasa de interés del crédito que fue parcialmente prepagado en febrero de este año. Estos instrumentos por un nominal de US\$250 millones generan una exposición activa a la tasa Libor, posición que será manejada de acuerdo a las políticas de la Compañía, de manera de minimizar el impacto económico de deshacer estas posiciones.

c. Riesgo de crédito

La empresa se ve expuesta a este riesgo derivado de la posibilidad de que una contraparte falle en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales y produzca una pérdida económica o financiera. Históricamente todas las contrapartes con las que Colbún ha mantenido compromisos de entrega de energía han hecho frente a los pagos correspondientes de manera correcta. Sumado a esto, gran parte de los cobros que realiza Colbún son a integrantes del Sistema Interconectado Central chileno, entidades de elevada solvencia.

Con respecto a las colocaciones en tesorería y derivados que se realizan, Colbún efectúa las transacciones con entidades de elevados ratings crediticios, reconocidas nacional e internacionalmente, de modo que minimicen el riesgo de crédito de la empresa. Adicionalmente, la Compañía ha establecido límites de participación por contraparte, los que son aprobados por el Directorio de la Sociedad y revisados periódicamente.

Al 31 de diciembre de 2010 la totalidad de las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en bancos locales, con clasificación de riesgo local igual o superior a AA-. Respecto a los derivados existentes, todas las contrapartes internacionales de la compañía tienen riesgo equivalente a grado de inversión y un 80% de éstas poseen clasificación de riesgo internacional A+ o superior.

d. Riesgo de liquidez

Este riesgo viene motivado por las distintas necesidades de fondos para hacer frente a los compromisos de inversiones y gastos del negocio, vencimientos de deuda, etc.

Los fondos necesarios para hacer frente a estas salidas de flujo de efectivo se obtienen de los propios recursos generados por la actividad ordinaria de Colbún y por la contratación de líneas de crédito que aseguren fondos suficientes para soportar las necesidades previstas por un período.

Al 31 de Diciembre de 2010 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$542 millones, invertidos en Fondos Mutuos con liquidez diaria y Depósitos a Plazo con duración promedio menor a 90 días. Asimismo, la compañía tiene como fuentes de liquidez adicional disponibles al día de hoy: (i) una línea comprometida de financiamiento con entidades locales por UF 5 millones, (ii) dos líneas de bonos inscritas en el mercado local por un monto conjunto de UF 7 millones, (iii) una línea de efectos de comercio inscrita en el mercado local por UF 2,5 millones y (iv) líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones.

4.3 Medición del riesgo

La Compañía realiza periódicamente análisis y mediciones de su exposición a las distintas variables de riesgo, de acuerdo a lo presentado en párrafos anteriores.

Para efectos de medir su exposición Colbún emplea metodologías ampliamente utilizadas en el mercado para realizar análisis de sensibilidad sobre cada variable de riesgo, de manera que la administración pueda manejar la exposición de la Compañía a las distintas variables y su impacto económico.

5. CRITERIOS CONTABLES CRÍTICOS

La administración necesariamente efectúa juicios y estimaciones que tienen un efecto significativo sobre las cifras presentadas en los estados financieros. Cambios en los supuestos y estimaciones podrían tener un impacto significativo en los estados financieros. A continuación se detallan las estimaciones y juicios críticos usados por la administración en la preparación de los presentes estados financieros:

a. Cálculo de depreciación y amortización, y estimación de vidas útiles asociadas:

Tanto las propiedades, plantas y equipos como los activos intangibles distintos de la plusvalía con vida útil definida, son depreciados y amortizados linealmente sobre la vida útil estimada. Las vidas útiles han sido estimadas y determinadas, considerando aspectos técnicos, naturaleza del bien, y estado de los bienes. Las vidas útiles estimadas al 31 de diciembre de 2010 y al 31 diciembre de 2009 son las siguientes:

(i) Vidas útiles Propiedades, plantas y equipos:

El detalle de las vidas útiles de las principales Propiedades, plantas y equipos se presenta a continuación:

VIDAS ÚTILES	Intervalo de años de vida útil estimada	
	31.12.2010	31.12.2009
Construcción y obras de infraestructura	30 - 50	30 - 50
Maquinarias y equipos	20 - 40	20 - 40
Otros activos	10- 20	10- 20

(ii) Vidas útiles activos intangibles distintos de la plusvalía (con vidas útiles definidas):

Las vidas útiles sobre los activos intangibles de la Compañía corresponden a software y similares, los cuales se amortizan de acuerdo a la duración del contrato respectivo.

(iii) Vidas útiles activos intangibles distintos de la plusvalía (con vidas útiles indefinidas):

La Compañía efectuó un análisis de las vidas útiles de los activos intangibles distintos de la plusvalía, servidumbres y derechos de aguas, concluyendo que no existe un límite previsible de tiempo a lo largo del cual el activo genere entradas de flujos neto de efectivo. Para estos activos intangibles se determinó que sus vidas útiles tienen el carácter de indefinidas.

b. Deterioro de activos tangibles e intangibles, excluyendo el menor valor

A la fecha de cierre de cada año, o en aquella fecha en que se considere necesario, se analiza el valor de los activos para determinar si existe algún indicio de que dichos activos hubieran sufrido una pérdida por deterioro. En caso de que exista

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

algún indicio se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el importe del saneamiento necesario. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que el activo pertenece.

En el caso de las Unidades Generadoras de Efectivo a las que se han asignado activos tangibles o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio o bajo circunstancias consideradas necesarias para realizar tal análisis.

El monto recuperable es el mayor entre el valor de mercado descontado el costo necesario para su venta y el valor de uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor de recuperación del inmovilizado material, el valor de uso es el criterio utilizado por la Compañía.

Para estimar el valor de uso, la Compañía prepara las provisiones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes aprobados por la Administración de la Compañía. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones disponibles de ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las mejores estimaciones, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa, antes de impuestos, que recoge el costo de capital del negocio en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general para el negocio.

En el caso de que el importe recuperable sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo en el cuadro "Amortizaciones" de la Cuenta de Resultados.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en un activo en ejercicios anteriores son revertidas cuando se produce un cambio en las estimaciones sobre su importe recuperable aumentando el valor del activo con abono a resultados con el límite del valor en libros que el activo hubiera tenido de no haberse realizado el saneamiento.

La Administración de la Compañía, en base al resultado del test de deterioro, anteriormente explicado, considera que no existen indicios de deterioro del valor contable de los activos tangibles e intangibles ya que estos no superan el valor recuperable de los mismos.

c. Activos financieros retenidos hasta el vencimiento

Los directores han revisado los activos financieros de la Compañía retenidos hasta el vencimiento a la luz de los requisitos de liquidez y mantención de capital y ha confirmado la intención positiva y la capacidad de la Compañía de retener dichos activos hasta el vencimiento.

d. Valor justo de los derivados y otros instrumentos financieros

Tal como se describe en la Nota 4, la Administración usa su criterio al seleccionar una técnica de valorización apropiada de los instrumentos financieros que no se cotizan en un mercado activo. Se aplican las técnicas de valorización usadas comúnmente por los profesionales del mercado. En el caso de los instrumentos financieros derivados, se forman las presunciones basadas en las tasas cotizadas en el mercado, ajustadas según las características específicas del instrumento. Otros instrumentos financieros se valorizan usando un análisis de la actualización de los flujos de efectivo basado en las presunciones soportadas, cuando sea posible, por los precios o tasas observables de mercado.

6. OPERACIONES POR SEGMENTOS

El negocio básico de Colbún es la generación y venta de energía eléctrica. Para ello cuenta con activos que producen dicha energía, la que es vendida a diversos clientes con los cuales se mantienen contratos de suministros y a otros sin contrato de acuerdo a lo estipulado en la Ley.

El sistema de control de gestión de Colbún analiza el negocio desde una perspectiva de un mix de activos hidráulico / térmico que producen energía eléctrica para servir a una cartera de clientes. En consecuencia, la asignación de recursos y las medidas de desempeño se analizan en términos agregados.

Sin perjuicio de lo anterior, la gestión interna considera criterios de clasificación para los activos y para los clientes, para efectos meramente descriptivos pero en ningún caso de segmentación de negocio.

Algunos de estos criterios de clasificación son, por ejemplo, la tecnología de producción: plantas hidroeléctricas (que a su vez pueden ser de pasada o de embalse) y plantas térmicas (que a su vez pueden ser de ciclo combinado, de ciclo abierto, etc.). Los clientes, a su vez, se clasifican siguiendo conceptos contenidos en la regulación en clientes libres, clientes regulados y mercado spot (ver Nota 2).

No existe una relación directa entre cada una de las plantas generadoras y los contratos de suministro, sino que éstos se establecen de acuerdo a la capacidad total de Colbún, siendo abastecidos con la generación de cualquiera de las plantas o, en su defecto, con compras de energía a otras compañías generadoras.

Colbún es parte del sistema de despacho del CDEC-SIC, por lo que la generación de cada una de las plantas está definida por ese sistema de despacho, de acuerdo a la definición de óptimo económico para la totalidad del SIC.

Como Colbún S.A. opera sólo en el Sistema Interconectado Central, no es aplicable una segmentación geográfica.

La regulación eléctrica en Chile contempla una separación conceptual entre energía y potencia, pero no por tratarse de elementos físicos distintos, sino para efectos de tarificación económicamente eficiente. De ahí que se distinga entre energía que se tarifica en unidades monetarias por unidad de energía (KWh, MWh, etc.) y potencia que se tarifica en unidades monetarias por unidad de potencia – unidad de tiempo (KW-mes).

En consecuencia, para efectos de la aplicación de la IFRS 8, se define como el único segmento operativo para Colbún S.A., a la totalidad del negocio ya señalado.

	Acumulado 31.12.2010 MUS\$	Acumulado 31.12.2009 MUS\$
Información sobre productos y servicios		
Ventas de energía	782.068	916.839
Ventas de potencia	142.398	155.093
Otros ingresos	99.777	87.350
Total ventas	1.024.243	1.159.282

	Acumulado 31.12.2010 MUS\$	%	Acumulado 31.12.2009 MUS\$	%
Información sobre ventas a clientes principales				
Chilectra	63.748	6%	425.284	37%
Codelco	137.388	13%	144.253	12%
AngloAmerican	160.979	16%	112.944	10%
Conafe	323.759	32%	146.116	13%
Otros	338.369	33%	330.685	28%
Total ventas	1.024.243	100%	1.159.282	100%

7. CLASES DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

a. La composición del rubro al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009, es la siguiente:

	31.12.2010 MUS\$	31.12.2009 MUS\$
Efectivo en caja	43	48
Saldo banco	332	560
Depósitos a plazo	437.003	336.254
Fondos Mutuos	117.144	147.886
Efectivo y equivalentes al efectivo	554.522	484.748

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

Los Depósitos a Plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo.

Los Fondos Mutuos corresponden a fondos de renta fija en pesos, euros y en dólares, los cuales se encuentran registrados al valor de la cuota respectiva a la fecha de cierre de los presentes estados financieros consolidados.

El efectivo y equivalentes al efectivo no tienen restricciones de disponibilidad.

La Compañía no ha realizado transacciones de inversión y financiamiento que no requieran el uso de efectivo o equivalentes de efectivo.

b. El detalle de efectivo y equivalentes al efectivo, por tipo de moneda, considerando el efecto de derivados, es el siguiente:

Moneda	31.12.2010		31.12.2009	
	Moneda de origen MUS\$	Moneda con derivado (1) MUS\$	Moneda de origen MUS\$	Moneda con derivado (1) MUS\$
EUR	6.040	38.274	4.366	4.366
CLP	539.768	144.063	460.583	124.329
USD	8.714	360.237	19.799	357.846
Total	554.522	542.574	484.748	486.541

(1) Considera el efecto de forward de tipo de cambio suscritos para dolarizar Depósitos a Plazo.

8. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

	Corriente		No corriente	
	31.12.2010 MUS\$	31.12.2009 MUS\$	31.12.2010 MUS\$	31.12.2009 MUS\$
Fideicomiso TGN (1)	374	391	-	3.120
Instrumentos Derivados cobertura (2)	14.895	5.033	33.466	15.849
Instrumentos Derivados inversión	509	-	-	-
Inversion en el CDEC	-	-	367	347
Total	15.778	5.424	33.833	19.316

(1) Corresponde a títulos de deuda emitidos por el Fideicomiso Financiero Transportadora de Gas del Norte Serie 02.

(2) Corresponde al mark-to-market positivo corriente y no corriente de los derivados de cobertura vigentes al cierre de cada ejercicio. (Ver nota 13.1).

9. DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

	Corriente	
	31.12.2010 MUS\$	31.12.2010 MUS\$
Rubro		
Deudores comerciales con contrato	132.585	87.563
Deudores comerciales sin contrato	104.001	113.937
Deudores varios (1)	71.799	30.362
Total	308.385	231.862

(1) Corresponde principalmente al anticipo proveedores y cuenta por cobrar Seguros Siniestros.

El período medio de cobro a clientes es de 30 días, sin considerar las ventas a clientes distribuidoras sin contrato (RM88), cuyo importe se cobra de acuerdo a lo establecido en la Resolución Exenta N°933 de la Comisión Nacional de Energía y según lo mencionado en la Ley N°20.018 (Ley Corta II).

Considerando la solvencia de los deudores, la regulación vigente y el tiempo de cobro de las facturas, la sociedad ha estimado que no existen deudas incobrables al cierre de cada ejercicio.

Los valores razonables de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corresponden a los mismos valores comerciales.

10. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

a. Instrumentos financieros por categoría

Las políticas contables relativas a instrumentos financieros se han aplicado a las categorías que se detallan a continuación:

	Activos a				
	Mantenidos al vencimiento MUS\$	Préstamos y cuentas por cobrar MUS\$	valor razonable con cambios en resultados MUS\$	Derivados de cobertura MUS\$	Total MUS\$
31 de diciembre de 2010					
Instrumentos financieros derivados	-	-	-	48.361	48.361
Deudores comerciales y cuentas a cobrar	-	311.199	-	-	311.199
Valores Negociables, Fondos Mutuos	-	-	117.144	-	117.144
Otros activos financieros	374	-	-	-	374
Total	374	311.199	117.144	48.361	477.078

	Activos a				
	Mantenidos al vencimiento MUS\$	Préstamos y cuentas por cobrar MUS\$	valor razonable con cambios en resultados MUS\$	Derivados de cobertura MUS\$	Total MUS\$
31 de diciembre de 2009					
Instrumentos financieros derivados	-	-	-	20.882	20.882
Deudores comerciales y cuentas a cobrar	-	338.240	-	-	338.240
Valores Negociables, Fondos Mutuos	-	-	147.886	-	147.886
Otros activos financieros	3.511	-	-	-	3.511
Total	3.511	338.240	147.886	20.882	510.519

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

b. Calidad crediticia de Activos Financieros

La calidad crediticia de los activos financieros que todavía no han vencido y que tampoco han sufrido pérdidas por deterioro, se puede evaluar en función de la clasificación crediticia ("rating") otorgada a las contrapartes de la Compañía por agencias de clasificación de riesgo de reconocido prestigio nacional e internacional.

	31.12.2010	31.12.2009
	MUS\$	MUS\$
Cientes con clasificación de riesgo local		
AAA	9.574	12.754
AA	32.713	-
A	395	48.378
AA-	46.115	15.740
A+	562	-
A-	48	354
Total	89.407	77.226
Cientes sin clasificación de riesgo local		
Total	45.992	15.941
Distribuidoras sin contrato de venta de energía		
Total	104.001	204.323
Caja en bancos y depósitos bancarios a corto plazo		
AAA	248.058	171.451
AA+	121.877	-
AA	137	110.399
AA-	67.306	55.012
Total	437.378	336.862
Activos Financieros derivados Contraparte Mercado Local		
AAA	26.637	1.140
AA+	-	14.392
AA	-	1.769
AA-	13.365	3.581
Total	40.002	20.882
Activos Financieros derivados Contraparte Mercado Internacional		
AAA	-	-
AA+	-	-
AA	-	-
AA-	4.362	-
A+ o inferior	4.506	-
Total	8.868	-

Ninguno de los activos financieros pendientes de vencimiento ha sido objeto de renegociación durante el ejercicio.

11. INFORMACIÓN SOBRE PARTES RELACIONADAS

Las operaciones entre la Compañía y sus subsidiarias dependientes, que son partes relacionadas, forman parte de las transacciones habituales de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones, y han sido eliminadas en el proceso de consolidación. La identificación de vínculo entre la Controladora, Subsidiaria y Coligadas se encuentra detallada en la Nota N°3.1 letra b.

a. Accionistas mayoritarios

La distribución de los accionistas de la Compañía al 31 de diciembre de 2010 es la siguiente:

Nombre de los Accionistas	Participación %
Minera Valparaíso S.A.	35,17
Forestal Cominco S.A.	14,00
Antarchile S.A.	9,58
AFP Provida S.A.	4,20
AFP Habitat S.A.	3,46
AFP Cuprum S.A.	2,68
AFP Capital S.A.	2,58
Larraín Vial S.A. Corredora de Bolsa	2,18
Banco de Chile por cuenta de terceros	1,59
Banchile Corredores de Bolsa	1,74
Otros accionistas	22,82
Total	100,00

b. Saldo y transacciones con entidades relacionadas:

b.1. Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	País origen	Naturaleza de la relación	Tipo de Moneda	Corriente		No corriente	
					31.12.2010 MUS\$	31.12.2009 MUS\$	31.12.2010 MUS\$	31.12.2009 MUS\$
96.529.310-8	CMPC Tissue S.A.	Chile	Grupo empresarial común	Pesos	415	428	-	-
96.731.890-6	Cartulinas CMPC S.A.	Chile	Grupo empresarial común	Pesos	1.629	1.833	-	-
96.853.150-6	Papeles Cordillera S.A.	Chile	Grupo empresarial común	Pesos	1.186	1.229	332	348
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctrica Aysén S.A.	Chile	Coligada	Pesos	-	-	3.477	31.948
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Coligada	Pesos	1.655	1.386	-	-
			Total		4.885	4.876	3.809	32.296

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

b.2. Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	País origen	Naturaleza de la relación	Tipo de Moneda	Corriente	
					31.12.2010 MUS\$	31.12.2009 MUS\$
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Coligada	Dólar	374	374
90.412.000-6	Minera Valparaiso S.A. (1)	Chile	Accionista	Pesos	13.425	26.134
79.621.850-9	Forestal Cominco S.A. (1)	Chile	Accionista	Pesos	5.192	9.843
				Total	18.991	36.351

(1) ver nota 3.1 t

b. 3 Transacciones más significativas y sus efectos en resultado

RUT	Sociedad	País origen	Naturaleza de la relación	Tipo de Moneda	Descripción de la Transacción	Acumulado 31.12.2010		Acumulado 31.12.2009	
						Efecto en resultados	(cargo) abono	Efecto en resultados	(cargo) abono
						Monto MUS\$	MUS\$	Monto MUS\$	MUS\$
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Coligada	Pesos	Peaje uso de instalaciones	2.585	(2.172)	2.343	(1.969)
				UF	Intereses por préstamo otorgado	104	104	-	-
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	Chile	Coligada	UF	Préstamo otorgado	14.856	-	30.921	3.175
				UF	Intereses por préstamo otorgado	1.625	1.625	-	-
				UF	Capitalización deuda [nota 16]	(48.663)	-	-	-
96.731.890-6	Cartulinas CMPC S.A.	Chile	Grupo empresarial común	Pesos	Venta de energía y potencia	21.904	18.667	20.548	17.267
96.529.310-8	CMPC Tissue S.A.	Chile	Grupo empresarial común	Pesos	Venta de energía, potencia y transporte de energía	5.282	4.502	5.213	4.381
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Coligada	Pesos	Servicio de transporte de gas	9.460	(7.950)	12.186	(10.240)
				Pesos	Servicio de transporte de diesel	1.092	(917)	1.170	(983)
96.853.150-6	Papeles Cordillera S.A.	Chile	Grupo empresarial común	Pesos	Venta de energía, potencia y transporte de energía	14.713	12.540	14.389	12.092
90.412.000-6	Minera Valparaíso S.A.	Chile	Accionista mayoritario	Pesos	Dividendos	27.436	-	5.527	-
79.621.850-9	Forestal Cominco S.A.	Chile	Accionista mayoritario	Pesos	Dividendos	10.921	-	2.200	-

No existen garantías, otorgadas o recibidas por las transacciones con partes relacionadas.

No existen deudas de dudoso cobro relativo a saldos pendientes que ameriten provisión ni gastos reconocidos por este concepto.

Todas las transacciones con partes relacionadas fueron realizadas en términos y condiciones de mercado.

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

c. Administración y Alta Dirección

Los miembros de la Alta Administración y demás personas que asumen la gestión de Colbún, así como los accionistas o las personas naturales o jurídicas a las que representan, no han participado al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2009, en transacciones inhabituales y/o relevantes de la Sociedad.

La Compañía es administrada por un Directorio compuesto por 9 miembros, los que permanecen por un período de 3 años con posibilidad de ser reelegidos.

d. Comité de Directores

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 50 bis de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas, Colbún y filiales cuenta con un Comité de Directores compuesto de 3 miembros, que tienen las facultades contemplados en dicho artículo.

El 29 de abril de 2009, en Sesión Extraordinaria, el Directorio de la Compañía designó como miembros del Comité de Directores de Colbún a don Emilio Pellegrini Ripamonti, a don Sergio Undurraga Saavedra y a don Fernando Franke García.

e. Remuneración y otras prestaciones

En conformidad a lo establecido en el Artículo 33 de la Ley N°18.046 de Sociedades Anónimas, con fecha 23 de abril de 2010, la Junta General Ordinaria de Accionistas determinó la remuneración del Directorio de Colbún para el año 2010. El detalle de los importes pagados durante los ejercicios al 31 de Diciembre de 2010 y 2009 que incluye a los miembros del Comité de Directores y a los directores de filiales, se presenta a continuación.

e.1 Remuneración del Directorio

Nombre	Cargo	Acumulado 31.12.2010			Acumulado 31.12.2009		
		Directorio de Colbún MUS\$	Directorio de filiales MUS\$	Comité de Directores MUS\$	Directorio de Colbún MUS\$	Directorio de filiales MUS\$	Comité de Directores MUS\$
Bernardo Matte Larraín	Presidente	112	-	-	134	-	-
Emilio Pellegrini Ripamonti	Vice-presidente	87	-	14	117	-	4
José Pedro Undurraga Izquierdo	Director	-	-	-	17	-	2
Demetrio Zañartu Bacarreza	Director	47	-	-	30	-	-
Luis Felipe Gazitúa Achondo	Director	47	-	-	34	-	-
Fernando Franke García	Director	47	-	13	35	-	4
Juan Hurtado Vicuña	Director	46	-	-	33	-	-
Eduardo Navarro Beltrán	Director	47	-	-	34	-	-
Arturo Mackenna Iñiguez	Director	47	-	-	32	-	-
Sergio Undurraga Saavedra	Director	47	-	13	26	-	2
Carlos Campino Guzmán	Director	-	-	-	-	7	-
Total		527	-	40	492	7	12

e.2 Gastos en Asesoría del Directorio

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2009, el Directorio no realizó gastos por asesorías.

e.3 Remuneración de los miembros de la Alta Dirección que no son Directores

MIEMBROS DE LA ALTA DIRECCIÓN

Nombre	Cargo
Bernardo Larraín Matte	Gerente General
Juan Eduardo Vásquez Moya	Gerente División Negocios y Gestión de Energía
Enrique Donoso Moscoso	Gerente División Generación
Cristián Morales Jaureguiberry	Gerente División Finanzas y Administración
Carlos Abogabir Ovalle	Gerente Asuntos Corporativos
Rodrigo Pérez Stieповic	Gerente Legal
Eduardo Morel Montes	Asesor Tecnológico

Las remuneraciones devengadas por el personal de la Alta Administración asciende a MUS\$3.275, por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010, y MUS\$3.061 al 31 de diciembre de 2009. Estas remuneraciones incluyen las remuneraciones recurrentes mensuales y una estimación de los beneficios a corto plazo (bono anual) y a largo plazo (principalmente la provisión por indemnización por años de servicios).

e.4 Cuentas por cobrar, pagar y otras transacciones

No existen cuentas por cobrar y pagar entre la Compañía, sus Directores y Gerencias.

e.5 Otras transacciones

No existen otras transacciones entre la Compañía, sus Directores y Gerencia del Grupo.

e.6 Garantías constituidas por la Compañía a favor de los Directores

Durante los años 2010 y 2009, la Compañía no ha realizado este tipo de operaciones.

e.7 Planes de incentivo a los principales ejecutivos y gerentes

La Compañía tiene para toda su plana ejecutiva, Bonos Anuales fijados en función de la Evaluación de su Desempeño Individual, y el cumplimiento de metas a nivel de empresa, como además del desempeño grupal e individual de cada ejecutivo.

e.8 Indemnizaciones pagadas a los principales ejecutivos y gerentes

Durante los años 2010 y 2009, no se realizaron pagos por este concepto.

e.9 Cláusulas de garantía: Directorio y Gerencia de la Compañía

La Compañía no tiene pactado cláusulas de garantía con sus directores y gerencia.

e.10 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

La Compañía no mantiene este tipo de operación.

12. INVENTARIOS

Política de medición de inventarios

En este rubro se registra el stock de gas y petróleo, los que se encuentran valorizados al precio medio ponderado y existencias de almacén que serán utilizadas durante el ejercicio, en la mantención de las propiedades, plantas y equipos de la Compañía, los que se encuentran valorizados a su costo, importes que no superan su valor neto de realización.

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

La composición de este rubro es la siguiente:

	31.12.2010	31.12.2009
	MUS\$	MUS\$
Existencias de Almacén	9.689	7.350
Gas Line Pack	273	644
Petróleo	3.699	3.935
Total	13.661	11.929

Costo de inventarios reconocidos como gasto

Los consumos reconocidos como gastos durante los años terminados al 31 diciembre 2010 y 2009 respectivamente, se presentan en el siguiente detalle:

	31.12.2010	31.12.2009
	MUS\$	MUS\$
Consumos de almacén	3.930	17.228
Gas Line Pack	127.862	16.515
Petróleo	336.560	306.071
Total	468.352	339.814

13. INSTRUMENTOS DERIVADOS

La Compañía, siguiendo la política de gestión de riesgos financieros descrita en la Nota 4, realiza contrataciones de derivados financieros para cubrir su exposición a la variación de tasas de interés, moneda (tipo de cambio) y precios de combustibles.

Los derivados de tasas de interés son utilizados para fijar o limitar la tasa de interés variable de obligaciones financieras y corresponden a swaps de tasa de interés y collars de cero costo.

Los derivados de moneda se utilizan para fijar la tasa de cambio del dólar respecto al peso (CLP), Unidad de Fomento (U.F.) y Euros (EUR), entre otras, producto de inversiones u obligaciones existentes en monedas distintas al dólar. Estos instrumentos corresponden principalmente a Forwards y Cross Currency Swaps.

Los derivados sobre precios de combustibles se emplean para mitigar el riesgo de variación en los costos de producción de energía de la Compañía producto de un cambio en los precio de combustibles utilizados para tales efectos y en insumos a utilizar en proyectos de construcción de centrales de generación eléctrica. Los instrumentos utilizados corresponden principalmente a opciones y forwards.

Al 31 de diciembre de 2010, la Compañía clasifica todas sus coberturas como "Cobertura de flujos de caja", excepto US\$250 millones de valor nominal de derivados de tasa de interés que quedaron sin partida cubierta al prepagar un crédito Sindicado en febrero de 2010, cuya posición se ha mantenido abierta y la valoración a mercado de estos derivados se registran como ganancia o pérdida en el Estado de Resultados.

13.1 Instrumentos de Cobertura

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009, que recoge la valorización de los instrumentos financieros a dichas fechas, es el siguiente:

	Corriente		No Corriente	
	31.12.2010	31.12.2009	31.12.2010	31.12.2009
Activos de Cobertura	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Cobertura de tipo de cambio				
Cobertura flujo de caja	8.169	5.033	33.466	15.849
Cobertura de precio de combustibles				
Cobertura flujo de caja	6.726	-	-	-
Total	14.895	5.033	33.466	15.849

	Corriente		No Corriente	
	31.12.2010	31.12.2009	31.12.2010	31.12.2009
Pasivos de Cobertura	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Cobertura de tipo de cambio				
Cobertura flujo de caja	14.710	3.487	-	7.256
Cobertura de tasa de interés				
Cobertura flujo de caja	2.077	-	16.845	33.912
Total	16.787	3.487	16.845	41.168

El detalle de la cartera de instrumentos de cobertura de Colbún S.A. es el siguiente:

Instrumento de cobertura	Valor Razonable Instrumento de Cobertura		Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de cobertura
	31.12.2010	31.12.2009			
	MUS\$	MUS\$			
Forwards	2.630	(751)	Desembolsos futuros Proyectos	Tipo de Cambio	Flujo de caja
Forwards	(14.710)	1.793	Inversiones Financieras	Tipo de Cambio	Flujo de caja
Swaps	(7.177)	(24.927)	Préstamos Bancarios	Tasa de interés	Flujo de caja
Swaps	(11.325)	(6.439)	Obligaciones con el Público (Bonos)	Tasa de interés	Flujo de caja
Collars de Cero Costo	-	(2.545)	Préstamos Bancarios	Tasa de interés	Flujo de caja
Cross Currency Swaps	25.310	1.027	Obligaciones con el Público (Bonos)	Tipo de Cambio	Flujo de caja
Cross Currency Swaps	13.275	8.069	Préstamos Bancarios	Tipo de Cambio	Flujo de caja
Opciones de petróleo	6.726	-	Compras de Petróleo	Precio del Petróleo	Flujo de caja
Total	14.729	(23.773)			

En relación a las coberturas de flujo de caja presentadas al 31 de diciembre de 2010, la Compañía no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad de las coberturas.

13.2 Jerarquía de valor razonable

El valor razonable de los instrumentos financieros reconocidos en el Estado de Situación Financiera, ha sido determinado siguiendo la siguiente jerarquía, según los datos de entrada utilizados para realizar la valoración:

Nivel 1: Precios cotizados en mercados activos para instrumentos idénticos.

Nivel 2: Precios cotizados en mercados activos para activos o pasivos similares u otras técnicas de valoración para las cuales todos los inputs importantes se basen en datos de mercado que sean observables.

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

Nivel 3: Técnicas de valoración para las cuales todos los inputs relevantes no estén basados en datos de mercado que sean observables.

A 31 de diciembre de 2010, el cálculo del valor razonable de la totalidad de los instrumentos financieros sujetos a valoración se ha determinado en base al Nivel 2 de la jerarquía antes presentada.

14. INVERSIONES EN SUBSIDIARIAS

Los estados financieros consolidados incorporan los estados financieros de la Compañía Matriz y las sociedades controladas (ver Nota 3b). A continuación se incluye información detallada de las Subsidiarias al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009.

	31.12.2010						Importe de Ganancia (pérdida) neta MUS\$
	Activos	Activos No	Pasivos	Pasivos No	Ingresos		
	Corrientes	Corrientes	Corrientes	Corrientes	Ordinarios		
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$		
Empresa Eléctrica Industrial S.A.	2.741	10.986	7.229	470	1.681	(870)	
Colbún International Limited	542	-	5	-	-	(16)	
Sociedad Hidroeléctrica Melocotón Ltda.	-	681	151	-	-	(3)	
Río Tranquilo S.A.	5.347	79.810	19.936	5.469	15.078	7.545	
Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A.	103.061	284.786	26.561	10.342	55.829	29.457	
Hidroeléctrica Aconcagua S.A.	26.402	110.572	18.552	18.479	61.673	37.894	
Obras y Desarrollo S.A.	31.252	38.672	1.104	11.229	41.238	4.413	
Termoeléctrica Nehuenco S.A.	255	2.372	10.766	1.088	1.450	(2.870)	
Termoeléctrica Antilhue S.A.	136	57.224	30.010	4.988	-	(1.465)	

	31.12.2009						Importe de Ganancia (pérdida) neta MUS\$
	Activos	Activos No	Pasivos	Pasivos No	Ingresos		
	Corrientes	Corrientes	Corrientes	Corrientes	Ordinarios		
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$		
Empresa Eléctrica Industrial S.A.	513	11.092	4.119	591	1.942	70	
Colbún International Limited	550	-	2	-	-	(2)	
Sociedad Hidroeléctrica Melocotón Ltda.	1	678	146	-	-	(8)	
Río Tranquilo S.A.	2.418	83.651	29.980	4.008	26.891	20.475	
Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A.	115.584	284.839	17.171	43.491	136.291	70.180	
Hidroeléctrica Aconcagua S.A.	42.671	113.403	13.356	19.107	55.829	31.957	
Obras y Desarrollo S.A.	28.421	36.989	7.108	10.518	48.318	16.334	
Termoeléctrica Nehuenco S.A.	520	1.678	7.726	828	1.130	(2.158)	
Termoeléctrica Antilhue S.A.	139	58.771	29.992	5.092	-	(813)	

15. DERECHOS POR COBRAR NO CORRIENTE

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009, es la siguiente:

	31.12.2010	31.12.2009
	MUS\$	MUS\$
Deudores Comerciales con contrato	2.814	8.087
Deudores Comerciales sin contrato (1)	-	98.291
Total	2.814	106.378

(1) Clientes regulados sin contrato - compañías de distribución: Hasta diciembre de 2009 La Compañía registraba las ventas de energía no facturadas a distribuidores sobre base devengada a su costo marginal, según lo indicado en el artículo transitorio N°3 de la Ley 20.018. (Ver nota 3.o y Nota 9).

16. INVERSIONES CONTABILIZADAS DE ACUERDO AL CRITERIO DE PARTICIPACIÓN

a. Método de participación:

A continuación se presenta un detalle de las principales sociedades contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009:

	Número de acciones	Porcentaje de participación	Saldo al		Adiciones	Bajas	Resultado del ejercicio	Dividendos	Reserva	Utilidad	
			01.01.2010	31.12.2010						31.12.2010	no realizada
		%	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Centrales Hidroeléctricas Aysén S.A. (1)	3.237.675	49,000%	56.220	48.663	-	(6.943)	-	6.064	104.004	-	104.004
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	-	50,000%	8.952	-	-	908	-	802	10.662	-	10.662
Electrogas S.A.	85	0,022%	8	-	-	4	(3)	-	9	-	9
Inversiones Electrogas S.A.	425	42,500%	15.570	-	-	6.540	(6.190)	741	16.661	(847)	15.814
Total			80.750	48.663	-	509	(6.193)	7.607	131.336	(847)	130.489

	Número de acciones	Porcentaje de participación	Saldo al		Adiciones	Bajas	Resultado del ejercicio	Dividendos	Reserva	Utilidad	
			01.01.2009	31.12.2009						31.12.2009	no realizada
		%	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Centrales Hidroeléctricas Aysén S.A.	3.237.675	49,000%	45.715	-	-	(5.528)	-	16.033	56.220	-	56.220
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	-	50,000%	7.424	-	-	1.053	-	475	8.952	-	8.952
Electrogas S.A.	85	0,022%	6	-	-	3	(2)	1	8	-	8
Inversiones Electrogas S.A.	425	42,500%	13.625	-	-	5.503	(4.391)	833	15.570	(832)	14.738
Total			66.770	-	-	1.031	(4.393)	17.342	80.750	(832)	79.918

La compañía aplica método de participación en Electrogas S.A., ya que ejerce influencia significativa a través de dos representantes en el Directorio y adicionalmente porque Colbún S.A. posee el 42,5% de Inversiones Electrogas S.A., la Matriz de esta sociedad.

(1) Ver nota explicativa 11.b.3

b. Información financiera de las sociedades bajo control conjunto

A continuación se incluye información al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 de los estados financieros de sociedades en las que la Compañía posee control conjunto:

Sociedad	31.12.2010					
	Activo Corriente	Activo no corriente	Pasivo Corriente	Pasivo no corriente	Ingresos Ordinarios	Gastos Ordinarios
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Centrales Hidroeléctricas Aysén S.A.	22.651	206.146	16.358	1.373	-	(10.109)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	6.894	20.303	3.754	1.959	4.534	(1.718)
Total	29.545	226.449	20.112	3.332	4.534	(11.827)

Sociedad	31.12.2009					
	Activo Corriente	Activo no corriente	Pasivo Corriente	Pasivo no corriente	Ingresos Ordinarios	Gastos Ordinarios
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Centrales Hidroeléctricas Aysén S.A.	19.629	167.750	71.760	1.422	-	(10.371)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	2.542	20.109	2.919	1.729	4.589	(1.564)
Total	22.171	187.859	74.679	3.151	4.589	(11.935)

17. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA

A continuación se presenta el detalle al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre 2009:

	31.12.2010	31.12.2009
Activos Intangibles, Neto	MUS\$	MUS\$
Derechos de Agua	15.709	13.864
Servidumbres	17.322	13.467
Software	6.587	6.097
Total	39.618	33.428

	31.12.2010	31.12.2009
Activos Intangibles, Bruto	MUS\$	MUS\$
Derechos de Agua	15.709	13.864
Servidumbres	17.338	13.475
Software	7.084	6.175
Total	40.131	33.514

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

	31.12.2010	31.12.2009
Amortización Acumulada	MUS\$	MUS\$
Servidumbres	(16)	(8)
Software	(497)	(78)
Total	(513)	(86)

La composición y movimiento del activo intangible durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 ha sido la siguiente:

Movimientos año 2010	Derechos de Agua MUS\$	Servidumbres MUS\$	Software MUS\$	Intangibles, Neto MUS\$
Saldo inicial al 01.01.2010	13.864	13.467	6.097	33.428
- Adiciones	1.845	3.789	510	6.144
- Traslados	-	74	399	473
- Amortización del ejercicio	-	(8)	(419)	(427)
Saldo final al 31.12.2010	15.709	17.322	6.587	39.618

Movimientos año 2009	Derechos de Agua MUS\$	Servidumbres MUS\$	Software MUS\$	Intangibles, Neto MUS\$
Saldo inicial al 01.01.2009	13.864	7.481	5.377	26.722
- Adiciones	-	5.993	763	6.756
- Amortización del ejercicio	-	(7)	(43)	(50)
Saldo final al 31.12.2009	13.864	13.467	6.097	33.428

La administración de la Compañía, de acuerdo a lo explicado en nota 5b), considera que no existen indicios de deterioro del valor contable de los activos intangibles.

La Compañía no posee activos intangibles que estén afectados como garantías al cumplimiento de obligaciones.

18. CLASES DE PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS

A continuación se presenta el detalle de propiedades, plantas y equipos al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009:

	31.12.2010	31.12.2009
Clases de Propiedades, Plantas y Equipos, Neto	MUS\$	MUS\$
Terrenos	259.421	259.049
Construcciones y Obras de Infraestructura	1.776.966	1.815.775
Maquinarias y equipos	1.238.241	1.285.070
Otros Activos Fijos	49.647	48.415
Obras en Ejecución	1.107.293	776.441
Total	4.431.568	4.184.750

	31.12.2010	31.12.2009
Clases de Propiedades, Plantas y Equipos, Bruto	MUS\$	MUS\$
Terrenos	259.421	259.049
Construcciones y Obras de Infraestructura	1.965.729	1.941.375
Maquinarias y equipos	1.402.693	1.391.642
Otros Activos Fijos	56.999	53.198
Obras en Ejecución	1.107.293	776.441
Total	4.792.135	4.421.705

	31.12.2010	31.12.2009
Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor Propiedad, Planta y Equipo	MUS\$	MUS\$
Construcciones y Obras de Infraestructura	(188.763)	(125.600)
Maquinarias y equipos	(164.452)	(106.572)
Otros Activos Fijos	(7.352)	(4.783)
Total	(360.567)	(236.955)

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

La composición y movimiento de propiedades, plantas y equipos durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 ha sido la siguiente:

	Terrenos	Construcciones y obras de infraestructura	Maquinarias y equipos	Otros Activos Fijos	Obras en ejecución	Propiedades, plantas y equipos, Neto
Movimientos año 2010	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 01.01.2010	259.049	1.815.775	1.285.070	48.415	776.441	4.184.750
- Adiciones	228	12.538	6.873	3.774	382.627	406.040
- Desapropiaciones	-	(2.288)	(1.031)	(28)	(31.790)	(35.137)
- Traslados	144	14.208	5.157	-	(19.982)	(473)
- Gastos por Depreciación	-	(63.270)	(57.827)	(2.515)	-	(123.612)
Total Movimiento	372	(38.812)	(46.828)	1.231	330.855	246.818
Saldo final al 31.12. 2010	259.421	1.776.963	1.238.242	49.646	1.107.296	4.431.568

	Terrenos	Construcciones y obras de infraestructura	Maquinarias y equipos	Otros Activos Fijos	Obras en ejecución	Propiedades, plantas y equipos, Neto
Movimientos año 2009	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo al 01.01.2009	251.002	1.861.868	1.237.381	47.577	376.516	3.774.344
- Adiciones	8.050	1.666	24.919	3.183	502.121	539.939
- Desapropiaciones	(3)	-	(7.735)	-	-	(7.738)
- Traslados	-	14.866	87.330	-	(102.196)	-
- Gastos por Depreciación	-	(62.625)	(56.825)	(2.345)	-	(121.795)
Total Movimiento	8.047	(46.093)	47.689	838	399.925	410.406
Saldo final al 31.12. 2009	259.049	1.815.775	1.285.070	48.415	776.441	4.184.750

La política de reconocimiento de costos de desmantelamiento, retiro o rehabilitación de Propiedades, Plantas y Equipos se encuentra basada en la obligación contractual de cada proyecto. Dado lo anterior la compañía no ha efectuado estimación por este concepto ya que no posee obligación legal ni contractual.

La Compañía no posee propiedades, plantas y equipos que estén afectadas como garantías al cumplimiento de obligaciones.

Formando parte de Obras en Ejecución se encuentran el proyecto de la Central Térmica de Carbón Santa María con una potencia de MW 372 y la construcción de la Línea de Transmisión Santa María - Charrúa de una capacidad de 900 MVA, Central Hidráulica San Pedro con una potencia de MW 150 y la Central Hidráulica Angostura con una potencia de MW 316.

Respecto al proyecto Santa María, estimamos la entrada en operación de la central para el segundo semestre del 2011, atendido los retrasos del contratista a cargo de la construcción y los impactos del terremoto. Colbún S.A. tiene vigente una póliza de seguros con cobertura de "Todo Riesgo Construcción y Montaje", que incluye cobertura tanto para daño físico como para perjuicios por paralización ("ALOP" - advanced loss of profit). En cuanto a daño físico, a diciembre de 2010 se han registrado en la contabilidad US\$ 30,3 millones como baja de activo, cifra equivalente a los estados de pagos por reparación pagados al contratista y otros gastos incurridos por Colbún. Un 10% de este monto -correspondiente al deducible del seguro- ha sido reconocido como pérdida en el estado de resultados. Colbún S.A. conjuntamente con el contratista, sus asesores y el liquidador de seguros, continúa en el proceso de determinación definitiva de los costos totales asociados al terremoto, incluidos tanto los gastos de reparación como la pérdida de beneficio esperada por retraso en la puesta en servicio. En el marco de este proceso, durante el año 2010 se recibió un anticipo de US\$ 9 millones de parte de la compañía de seguro.

La Compañía mantenía al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2009 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material derivados de contratos de construcción bajo modalidad EPC por un importe de MUS\$72.856 y MUS\$720, al cierre de cada año. Las compañías con cuales opera son: Mairenginengineering SPA (Italia), Mairenginengineering (Brasil), Slovenské Energy, y Tecnimont Chile.

Colbún y filiales tienen formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a los que están sujetos los diversos elementos de su inmovilizado material, así como las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad, entendiendo que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos.

Adicionalmente, a través de los seguros tomados por la Compañía, está cubierta la pérdida de beneficios que podría ocurrir como consecuencia de una paralización.

El siguiente es el detalle de los Costos por intereses capitalizados en propiedades, plantas y equipos.

	31.12.2010	31.12.2009
	MUS\$	MUS\$
Costos por diferencia de cambio e intereses capitalizados en Propiedades, Planta y Equipo		
Intereses y diferencia de cambio distintos a dólares	83.266	60.479
Total	83.266	60.479

La tasa efectiva de interés promedio de la deuda de la Compañía corresponde a un 6,13% y 6,99% al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009, respectivamente.

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

19. ACTIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES

Las cuentas por cobrar por impuestos al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009, respectivamente se detallan a continuación:

	31.12.2010	31.12.2009
	MUS\$	MUS\$
Pagos provisionales mensuales	12.430	11.234
Remanente crédito fiscal	154.073	182.503
Impuesto Específico Petróleo Diesel por recuperar	3.534	3.428
PPUA por utilidades retenidas	8.191	5.662
Créditos SENCE	167	161
Total	178.395	202.988

20. OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS

Los otros activos al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009, se detallan a continuación:

	Corriente		No corriente	
	31.12.2010	31.12.2009	31.12.2010	31.12.2009
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Seguros instalaciones y responsabilidad civil	7.661	6.318	-	-
Pagos anticipados	4.887	2.298	12.870	-
Cuenta escrow productores de Gas Argentinos	-	18.228	-	-
Patentes Derechos de Agua	-	-	6.216	4.563
Otros activos varios	675	353	1.838	1.854
Total	13.223	27.197	20.924	6.417

21. IMPUESTOS A LAS GANANCIAS

a. Gastos (Ingreso) por impuesto a las ganancias

	Acumulado	
	01.01.2010 31.12.2010 MUS\$	01.01.2009 31.12.2009 MUS\$
Gasto por Impuestos Corrientes a las Ganancias		
Gasto por Impuestos Corrientes	24.424	10.647
Ajustes al Impuesto Corriente del Período Anterior	(1.032)	(790)
Gasto por Impuestos Corrientes, Neto, Total	23.392	9.857
Gasto por Impuestos Diferidos a las Ganancias		
Gasto Diferido (Ingreso) por Impuestos Relativos a la Creación y Reversión de Diferencias Temporarias	3.092	46.489
Otro Gasto (Ingresos) por Impuesto Diferido (1)	(20.214)	(49.841)
Gasto (Ingreso) por Impuestos Diferidos, Neto, Total	(17.122)	(3.352)
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	6.270	6.505

	Acumulado	
	01.01.2010 31.12.2010 MUS\$	01.01.2009 31.12.2009 MUS\$
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias por Parte Extranjera y Nacional (Presentación)		
Gasto por Impuestos Corrientes a las Ganancias por Parte Extranjera y Nacional, Neto	23.392	9.857
Gasto por Impuestos Corrientes, Neto, Nacional	23.392	9.857
Gasto por Impuestos Corrientes, Neto, Total	23.392	9.857
Gasto por Impuestos Diferidos a las Ganancias por Parte Extranjera y Nacional, Neto		
Gasto por Impuestos Diferidos, Neto, Nacional	(17.122)	(3.352)
Gasto por Impuestos Diferidos, Neto, Total	(17.122)	(3.352)
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	6.270	6.505 s

- (1)** Impuesto diferido (ingreso) gasto, por la diferencia temporaria generada al comparar propiedades, plantas y equipos tributarios convertido a dólar a tipo de cambio de cierre versus propiedades, plantas y equipos financieros valorizados de acuerdo a la moneda funcional dólar.

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

El cargo total del año se puede reconciliar con la utilidad contable de la siguiente manera:

	31.12.2010	31.12.2009
	MUS\$	MUS\$
Ganancia antes de impuesto	122.163	245.628
Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal (17%)	20.768	41.757
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido		
Anteriormente en el Estado de Resultados	-	(829)
Diferencias permanentes	-	15.403
Gastos (Ingreso) por resultado por cambio de tasa años 2010 y 2011	5.689	-
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	27	(15)
Ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal, Total	5.716	14.559
Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	26.484	56.316
Gasto (Ingreso) por Impuesto Diferido por la Diferencia temporaria de Propiedades, plantas y equipos (1)	(20.214)	(49.811)
Gasto (Ingreso) Impuesto a las Ganancias	6.270	6.505
	31.12.2010	31.12.2009
Tasa Impositiva Legal	0,17	0,17
Otro Incremento (Decremento) en Tasa Impositiva Legal	0,05	0,06
Ajustes a la Tasa Impositiva Legal, Total	0,00	0,00
Tasa Impositiva Efectiva	0,22	0,23

La tasa impositiva utilizada para las conciliaciones del 2010 y 2009 corresponde a la tasa del impuesto a las sociedades del 17% que las entidades deben pagar sobre sus utilidades imponibles bajo la normativa tributaria vigente.

(1) Impuesto diferido (ingreso) gasto, corresponde a la diferencia permanente que se genera al incorporar los efectos de corrección monetaria y diferencia de cambio, del balance en pesos utilizados para la determinación del resultado tributario.

b. Impuestos diferidos

Los activos y pasivos por impuestos diferidos en cada ejercicio se detallan a continuación:

	31.12.2010	31.12.2009
	MUS\$	MUS\$
Activo por impuesto diferido		
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Provisiones	1.529	1.294
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Pérdidas Fiscales	8.717	6.155
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	1.732	1.527
Activos por Impuestos Diferidos	11.978	8.976
	31.12.2010	31.12.2009
	MUS\$	MUS\$
Pasivo por impuesto diferido		
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Depreciaciones	414.074	432.330
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Obligaciones por beneficios Post-Empleo	3.694	911
Pasivos por Impuestos Diferidos relativos a Otros	10.917	9.564
Pasivos por Impuestos Diferidos	428.685	442.805

Los activos y pasivos por impuestos diferidos sólo se pueden compensar si se tiene legalmente reconocido el derecho a compensar los activos y pasivos por impuestos corrientes.

Al 31 de diciembre de 2010, las filiales Sociedad Hidroeléctrica Melocotón Ltda., Termoeléctrica Antilhue S.A., Empresa Eléctrica Industrial y Termoeléctrica Nehuenco S.A. determinaron pérdidas tributarias ascendentes a MUS\$ 49.845. (Al 31 de diciembre de 2009, la Sociedad y sus filiales, determinaron una pérdida tributaria de MUS\$36.206).

De acuerdo a lo indicado en la NIC 12, se reconocen un activo por impuesto diferido por pérdidas tributarias, cuando la Administración de la Compañía ha determinado que es probable la existencia de utilidades imponibles futuras, sobre las cuales se puedan imputar estas pérdidas.

A su vez, la sociedad Hidroeléctrica Aconcagua S.A., registra una provisión por impuesto a la renta de MUS\$ 5.112.

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

22. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

Para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009, el detalle es el siguiente:

a. Obligaciones con entidades financieras

	Corriente		No corriente	
	31.12.2010 MUS\$	31.12.2009 MUS\$	31.12.2010 MUS\$	31.12.2009 MUS\$
Préstamos con entidades financieras	17.490	5.974	226.039	475.990
Obligaciones con el público				
(Bonos, Efectos de comercio) (1)	57.666	29.623	1.219.858	691.728
Obligaciones y otros préstamos	-	6.837	-	-
Derivados de cobertura (2)	16.787	3.487	16.845	41.168
Derivados de Inversión	-	-	-	2.372
Pasivo financiero a valor razonable con cambio en resultado	4.363	-	9.814	-
Total	96.306	45.921	1.472.556	1.211.258

(1) Las obligaciones con el público se han determinado a tasa efectiva producto de descontar los costos de emisión de los títulos de deuda.

(2) Ver detalle Nota 13.1

b. Vencimiento y moneda de las obligaciones con entidades financieras:

El detalle de los préstamos bancarios para los períodos indicados es el siguiente, los que se encuentran a su valor nominal. Al 31 de diciembre de 2010

Préstamos con entidades financieras																	
31.12.2010																	
Empresa Deudora																	
Acreedor																	
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tasa de interés	Tipo Base	Tasa Nominal	Tasa Efectiva	Tipo de Amortización	Hasta 3 meses	3 a 12 meses	1 a 3 años	3 a 5 años	más de 5 años	Totales
									MUS\$	MUS\$		MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
96505760-9	Colbún S.A.	Chile	0-E	BBVA Bancomer	Mexico	US\$	Variable	Libor 6M	2,14%	2,93%	Bullet	-	1.283	-	145.278	-	146.561
96505760-9	Colbún S.A.	Chile	97023000-9	Corpbanca	Chile	CLP	Variable	TAB 6M	4,23%	4,83%	Anual	16.207	-	80.761	-	-	96.968
												16.207	1.283	80.761	145.278	-	243.529

Obligaciones con el público (Bonos, Efectos de comercio)																	
31.12.2010																	
Empresa Deudora																	
Acreedor																	
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tasa de interés	Tipo Base	Tasa Nominal	Tasa Efectiva	Tipo de Amortización	Hasta 3 meses	3 a 12 meses	1 a 3 años	3 a 5 años	más de 5 años	Totales
									MUS\$	MUS\$		MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
96505760-9	Colbún S.A.	Chile		Bono serie C 234	Chile	UF	Fija	Fija	7,00%	7,95%	Semestral	-	7.146	19.080	22.127	35.094	83.447
96505760-9	Colbún S.A.	Chile		Bono serie E 500	Chile	UF	Fija	Fija	3,20%	4,09%	Semestral	-	35.104	97.699	-	-	132.803
96505760-9	Colbún S.A.	Chile		Bono serie F 499	Chile	UF	Fija	Fija	3,40%	4,46%	Semestral	-	1.520	26.053	52.106	182.372	262.051
96505760-9	Colbún S.A.	Chile		Bono serie G 537	Chile	UF	Fija	Fija	3,80%	4,17%	Bullet	-	192	86.848	-	-	87.040
96505760-9	Colbún S.A.	Chile		Bono serie H 537	Chile	US\$	Variable	Libor + 2,10%	2,85%	3,34%	Bullet	-	114	-	-	76.524	76.638
96505760-9	Colbún S.A.	Chile		Bono serie I 538	Chile	UF	Fija	Fija	4,50%	5,02%	Semestral	-	340	-	-	130.272	130.612
96505760-9	Colbún S.A.	Chile		Bono 144/RegS	EEUU	US\$	Fija	Fija	6,00%	6,26%	Bullet	13.250	-	-	-	491.683	504.933
												13.250	44.416	229.680	74.233	915.945	1.277.524

Al 31 de diciembre de 2009

Préstamos con entidades financieras															
31.12.2009															
Empresa Deudora		Acreeedor						Vencimiento							
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tasa de interés Tipo Base	Tasa Nominal Efectiva	Tipo de Amortización	Hasta 3 meses	1 a 3 años	3 a 5 años	más de 5 años	Totales	
								MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	
96505760-9	Colbún S.A.	Chile	0-E	BBVA Bancomer	México	US\$	Variable Libor 6M	3,26%	Semestral	5.178	-	233.022	155.348	-	393.548
96505760-9	Colbún S.A.	Chile	97023000-9	Corpbanca	Chile	CLP	Variable TAB 6M	2,02%	Anual	796	-	35.048	52.572	-	88.416
							Total			5.974	-	268.070	207.920	-	481.964

Obligaciones con el público (Bonos, Efectos de comercio)															
31.12.2009															
Empresa Deudora		Acreeedor						Vencimiento							
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tasa de interés Tipo Base	Tasa Nominal Efectiva	Tipo de Amortización	Hasta 3 meses	1 a 3 años	3 a 5 años	más de 5 años	Totales	
								MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	
				Ef. de Com. serie B30	Chile	CLP	Fija 1,03%			20.699	-	-	-	-	20.699
96505760-9	Colbún S.A.	Chile		Bono serie C 234	Chile	UF	Fija 7,00%	7,95%	Semestral	-	6.271	10.542	11.637	51.096	79.546
96505760-9	Colbún S.A.	Chile		Bono serie E 500	Chile	UF	Fija 3,20%	4,09%	Semestral	-	652	87.273	29.091	-	117.016
96505760-9	Colbún S.A.	Chile		Bono serie F 499	Chile	UF	Fija 3,40%	4,46%	Semestral	-	1.385	-	23.273	209.454	234.112
96505760-9	Colbún S.A.	Chile		Bono serie G 537	Chile	UF	Fija 3,80%	4,17%	Bullet	-	179	-	77.446	-	77.625
96505760-9	Colbún S.A.	Chile		Bono serie H 537	Chile	US\$	Variable Libor +2,10%	3,05%	Bullet	-	119	-	-	75.748	75.867
96505760-9	Colbún S.A.	Chile		Bono serie I 538	Chile	UF	Fija 4,50%	5,02%	Semestral	-	318	-	-	116.168	116.486
				Total						20.699	8.924	97.815	141.447	452.466	721.351

Obligaciones y otros préstamos														
31.12.2009														
Empresa Deudora		Acreeedor						Vencimiento						
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tasa de interés Tipo Base	Tasa Nominal Efectiva	Tipo de Amortización	Hasta 3 meses	1 a 3 años	3 a 5 años	más de 5 años	Totales
								MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
96505760-9	Colbún S.A.	Chile	0-E	KFW (1)	Alemania	US\$	Variable Libor 6M	1,73%	Semestral	3.441	3.396	-	-	6.837
				Total						3.441	3.396	-	-	6.837

(1) Crédito por MUS\$79.841 suscrito con proveedor extranjero Siemens con fecha 14 de octubre de 1996 para financiar la compra de la central Neuenco I.

b.1. Intereses proyectados por moneda de las obligaciones con entidades financieras:

Pasivo	Moneda	devengados	por devengar	Capital	Fecha	Hasta	3 meses	3 a 12 meses	Vencimiento				Total intereses	Total deuda
									1 a 3 años	3 a 5 años	más de 5 años	Total		
Crédito BBVA Bancomer (1)	US\$	1.283.364	14.999.317	150.000.000	10-08-2015	1.639.854	1.613.117	6.514.855	6.514.855	0	16.282.681	166.282.681		
Crédito Corpbanca (1)	CLP	835.425.000	3.507.463.125	45.000.000.000	24-01-2014	962.325.000	817.976.250	2.270.716.875	291.870.000	0	4.342.888.125	49.342.888.125		
Bono Serie C	UFR	26.444	766.170	1.844.478	15-04-2021	-	124.731	221.956	182.121	263.807	792.614	2.637.092		
Bono Serie E	UFR	15.609	151.068	3.000.000	01-05-2013	-	95.244	71.434	0	0	166.678	3.166.678		
Bono Serie F	UFR	33.154	2.040.380	6.000.000	01-05-2028	-	202.296	404.592	370.876	1.095.770	2.073.534	8.073.534		
Bono Serie G	UFR	4.183	221.693	2.000.000	10-12-2013	-	75.292	150.584	0	0	225.876	2.225.876		
Bono Serie H (1)	US\$	114.846	15.381.786	80.800.000	10-06-2018	-	2.066.218	4.132.435	4.132.435	5.165.544	15.496.632	96.296.632		
Bono Serie I	UFR	7.417	1.761.617	3.000.000	10-06-2029	-	133.512	267.024	267.024	1.101.475	1.769.035	4.769.035		
Bono 144A/RegS	US\$	13.250.000	271.750.000	500.000.000	21-01-2020	15.000.000	15.000.000	60.000.000	60.000.000	135.000.000	285.000.000	785.000.000		

(1) Pasivos con tasa variable consideran fijación vigente al 31.12.2010 para el cálculo de los intereses proyectados.

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

c. Deuda financiera por tipo de moneda

El valor de la deuda financiera de Colbún (pasivos bancarios y bonos) considerando el efecto de los instrumentos de derivados, es el siguiente:

	31.12.2010	31.12.2009
Deuda financiera por tipo moneda	MUS\$	MUS\$
Dólar US	1.091.490	802.700
Unidades de Fomento	477.372	433.780
Pesos	-	20.699
Total	1.568.862	1.257.179

d. Líneas de crédito comprometidas y no comprometidas

La Compañía cuenta con una línea comprometida de financiamiento con entidades financieras locales por UF 5 millones, con posibilidad de realizar giros con cargo a la línea hasta el año 2013 y posterior vencimiento en 2016.

Adicionalmente, Colbún dispone de líneas bancarias no comprometidas por un monto aproximado de US\$150 millones.

Otras Líneas:

La Compañía posee una línea de UF 2,5 millones para emisión de efectos de comercio, inscrita en la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) durante Julio de 2008, con vigencia de diez años.

Adicionalmente la compañía mantiene inscrita en la SVS dos líneas de bonos por un monto conjunto de hasta UF 7 millones, con vigencia a diez y treinta años respectivamente, y contra las que no se han realizado colocaciones a la fecha.

23. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009, respectivamente se detallan a continuación:

El período medio para el pago a proveedores es de 30 días en 2010, por lo que el valor razonable no difiere de forma significativa de su valor contable.

	Corriente	
	31.12.2010	31.12.2009
	MUS\$	MUS\$
Corriente		
Acreedores comerciales	156.639	161.576
Otras cuentas por pagar	1.733	878
Total	158.372	162.454

24. PROVISIONES

a. Clases de provisiones

El detalle de las provisiones al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009, es el siguiente:

Provisiones	Corriente		No Corriente	
	31.12.2010 MUS\$	31.12.2009 MUS\$	31.12.2010 MUS\$	31.12.2009 MUS\$
Otras provisiones				
Provisión por diferencia de precios	2.000	2.360	-	-
Otras provisiones, corriente	2.606	1.644	-	-
Total	4.606	4.004	-	-
Provisiones por beneficios a los empleados				
Provisión feriados y bono de vacaciones (nota 24.f)	8.164	8.066	-	-
Provisión por reserva IPAS, no corriente (nota 24.g)	-	-	14.128	11.558
Total	8.164	8.066	14.128	11.558
Total provisiones	12.770	12.070	14.128	11.558

b. El movimiento de las provisiones durante los ejercicios 2010 y 2009, es el siguiente:

	Feriados y bono de vacaciones	Provisiones Gas	Provisiones Juicio SEC	Otras provisiones	Total
Movimiento en provisiones año 2010	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Provisión total, saldo inicial al 01.01.2010	8.066	2.360	1.308	336	12.070
Aumento (disminución) en provisiones existentes	5.975	(360)	-	2.270	7.885
Provisión utilizada	(5.877)	-	(1.308)	-	(7.185)
Provisión total, saldo final al 31.12.2010	8.164	2.000	-	2.606	12.770
Movimiento en provisiones año 2009	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Provisión total, saldo inicial al 01.01.2009	3.747	2.711	-	2.720	9.178
Aumento (disminución) en provisiones existentes	7.969	-	1.308	(745)	8.532
Provisión utilizada	(3.650)	(351)	-	(1.639)	(5.640)
Provisión total, saldo final al 31.12.2009	8.066	2.360	1.308	336	12.070

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

c. Restauración medioambiental

La Compañía no ha establecido provisiones por este concepto.

d. Reestructuración

La Compañía no ha establecido provisiones por este concepto.

e. Litigios

Al 31 de diciembre de 2010, la Compañía no posee provisión por concepto de juicios en que se encuentre involucrada, al 31 de diciembre de 2009 existía una provisión de MUS\$1.308.

f. Bonos Empleados

La Compañía reconoce provisiones de beneficios y bonos para sus trabajadores, tales como provisión de vacaciones e incentivos de producción.

	31.12.2010	31.12.2009
	MUS\$	MUS\$
Bonos empleados		
Incentivo de desempeño, corriente	4.738	5.375
Provisión vacaciones, corriente	3.426	2.691
Total	8.164	8.066

g. Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados

La Compañía y algunas filiales han constituido provisión para cubrir la obligación por indemnización por años de servicios que serán pagados a su personal, de acuerdo con los contratos colectivos suscritos con sus trabajadores. Esta provisión representa el total de la provisión devengada (ver Nota 3.1. m.).

El detalle de los principales conceptos incluidos en la provisión beneficios al personal al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009, es el siguiente:

Provisión beneficios al personal	31.12.2010	31.12.2009
	MUS\$	MUS\$
Indemnización años de servicio del personal	14.128	11.558
Total	14.128	11.558

	31.12.2010	31.12.2009
	MUS\$	MUS\$
Valor Presente obligaciones plan de beneficios definidos	11.558	7.899
Costo de servicio corriente obligación plan de beneficios definido	2.432	1.787
Diferencia de conversión de moneda extranjera	1.059	2.134
Pagos	(921)	(262)
Valor Presente obligaciones plan de beneficios definidos	14.128	11.558

La provisión de beneficios al personal se determina en atención a un cálculo actuarial con una tasa de descuento del 5,5%.

Los principales supuestos utilizados para propósitos del cálculo actuarial son las siguientes:

	31.12.2010	31.12.2009
Bases actuariales utilizadas		
Tasa de descuento	5,50%	5,50%
Tasa esperada de incrementos salariales	2,00%	2,00%
Indice de rotación	0,50%	0,50%
Indice de rotación - retiro Necesidades de Empresa	1,50%	1,50%
Edad de retiro:		
- Hombres	65	65
- Mujeres	60	60
Tabla de mortalidad	RV-2004	RV-2004

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

25. OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS

Los otros pasivos al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009, respectivamente, se detallan a continuación:

	Corriente		No corriente	
	31.12.2010 MUS\$	31.12.2009 MUS\$	31.12.2010 MUS\$	31.12.2009 MUS\$
Retenciones	3.187	15.670	-	-
Dividendo mínimo legal	18.825	34.333	-	-
Ingreso anticipado (1)	862	880	8.575	8.099
Otros pasivos	56	607	-	-
Total	22.930	51.490	8.575	8.099

(1) Corresponde a anticipos recibidos, relacionados con las operaciones y servicios de mantención. El ingreso es reconocido cuando el servicio es prestado.

26. OTRAS CUENTAS POR PAGAR

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009, es la siguiente:

	No Corriente	
	31.12.2010 MUS\$	31.12.2009 MUS\$
Cuentas por pagar varias	3.000	3.000
Total	3.000	3.000

27. INFORMACIÓN A REVELAR SOBRE EL PATRIMONIO NETO

a. Capital suscrito y pagado y número de acciones

En la Junta General de Accionistas de Colbún S.A., celebrada con fecha 29 de abril de 2009 se aprobó el cambio de moneda en que se encuentra expresado el capital social al 31 de diciembre de 2008, quedando éste expresado en dólares de los Estados Unidos de América, dividido en el mismo número de acciones, utilizando el tipo de cambio de cierre al 31 de diciembre de 2008.

Al 31 de diciembre de 2010, el capital suscrito y pagado asciende a MUS\$1.282.793, y está representado por 17.536.167.720 acciones nominativas, sin valor nominal, todas ellas suscritas y pagadas.

b. Capital social

El capital social corresponde al capital pagado indicado en la letra a.

c. Primas de emisión

Al 31 de diciembre de 2010, el rubro primas de emisión asciende a MUS\$52.595 y se genera por un importe de MUS\$30.700, correspondiente al sobreprecio percibido en el período de la suscripción de emisión de acciones aprobada en la Junta Extraordinaria de Accionistas del 14 de marzo de 2008, más un sobreprecio en venta de acciones propias por MUS\$21.895, producto de aumentos de capital anteriores al año 2008.

d. Reserva para dividendo propuesto

De acuerdo a la política general y procedimiento de distribución de dividendos acordado por la junta de accionista del 29 de abril del 2009, la cual aprobó la distribución de un dividendo mínimo de un 30% de la utilidad líquida. En conformidad a lo establecido en IFRS, existe una obligación legal y asumida que requiere la contabilización de un pasivo al cierre de cada ejercicio, por lo tanto al 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente la Compañía provisionó el dividendo mínimo establecido, cifras que ascendieron a MUS\$37.088 y MUS\$70.310, los cuales se presenta rebajando el rubro Ganancias y pérdidas acumuladas.

e. Dividendo definitivo

La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 29 de abril de 2009 acordó distribuir un dividendo definitivo, mínimo obligatorio y adicional, con cargo a las utilidades correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2008, pagadero en dinero, ascendente a la cantidad total de MUS\$14.829 (históricos) que corresponde a US\$0,001 (\$0,493233798) por acción. Dicho dividendo por acción corresponde a un dividendo mínimo obligatorio. Este dividendo se comenzó a pagar a partir del día 13 de mayo de 2009.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 23 de abril de 2010 se acordó distribuir un dividendo definitivo mínimo obligatorio, con cargo a las utilidades correspondiente al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009, pagadero en dinero ascendente a la cantidad total de MUS\$45.970, que corresponde a US\$0,00262147 por acción. El pago del dividendo se realizó a contar del día 05 de mayo de 2010.

f. Dividendo provisorio

En sesión celebrada el 30 de noviembre de 2010, el Directorio de Colbún S.A. acordó distribuir un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio que termina el 31 de diciembre de 2010, pagadera en dinero ascendente a la cantidad total de MUS\$ 17.972(históricos), que corresponde a US\$0,00102 (\$0,5) por acción. El pago del dividendo se realizó a contar del día 05 de enero de 2011.

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

Número de acciones

Serie	Número acciones suscritas	Número acciones pagadas	Número acciones con derecho a voto
Única	17.536.167.720	17.536.167.720	17.536.167.720
Venta clientes industriales		403.954	341.043

Capital (Monto US\$)

Serie	Capital suscrito MUS\$	Capital pagado MUS\$
Única	1.282.793	1.282.793

g. Composición de Otras reservas

El siguiente es el detalle de las otras reservas en cada ejercicio:

	31.12.2010 MUS\$	31.12.2009 MUS\$
Ajustes IFRS primera adopción:		
Efecto deflactación capital pagado, Circular N°456 SVS	517.617	517.617
Efecto por conversión NIC 21	(230.797)	(238.404)
Efecto conversión coligadas	(15.341)	(15.341)
Reservas de cobertura	(17.530)	(24.183)
Subtotal	253.949	239.689
Reserva fusión Hidroeléctrica Cenelca S.A.	500.761	500.761
Reserva adquisición 15% Hidroeléctrica Aconcagua S.A.	(12.804)	-
Subtotal	487.957	500.761
Total	741.906	740.450

h. Ganancias (pérdidas) acumuladas

El movimiento de la reserva por resultados retenidos (pérdidas acumuladas) ha sido el siguiente:

	31.12.2010 MUS\$	31.12.2009 MUS\$
Ganancias acumuladas distribuibles:		
Saldo inicial	920.971	756.914
Resultado del ejercicio	112.284	234.367
Efecto ajuste primera aplicación IFRS realizado	(1.215)	-
Dividendos provisorios	(37.088)	(70.310)
Total ganancias acumuladas distribuibles	994.952	920.971
Ajustes primera aplicación IFRS no distribuibles		
Revaluación propiedades, plantas y equipos:	524.355	535.466
Impuesto diferido a costo histórico	(89.141)	(91.030)
Ajuste amortización intangible	-	(13.010)
Impuestos diferido revaluación	-	2.212
Beneficio al personal valor actuarial	(5.544)	(5.931)
Impuesto diferido ajuste beneficio al personal	942	1.008
Ajuste por derivados a Fair Value	-	682
Total ganancias acumuladas no distribuibles	430.612	429.397
Total ganancias acumuladas	1.425.564	1.350.368

El cuadro siguiente muestra el detalle de los ajustes de primera adopción a IFRS, según lo requerido por la Circular N° 1.945 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, para presentar los ajustes de primera aplicación a IFRS registrados con abono a las Ganancias acumuladas y su correspondiente realización en el ejercicio 2010.

La cuantificación de los montos realizados y los montos pendientes de realización al cierre de los ejercicios 2010 y 2009:

Conceptos	Ajuste de primera adopción IFRS al 01.01.2008 MUS\$	2009		2010	
		Monto realizado en el año MUS\$	Saldo por realizar MUS\$	Monto realizado en el año MUS\$	Saldo por realizar MUS\$
Revaluación propiedades, plantas y equipos	535.466	-	535.466	(11.111)	524.355
Impuesto diferido costo histórico	(91.030)	-	(91.030)	1.889	(89.141)
Ajuste amortización intangibles distintos de la plusvalía	(13.010)	-	(13.010)	13.010	-
Impuesto diferido ajuste Amortización intangibles distintos de la plusvalía	2.212	-	2.212	(2.212)	-
Beneficios al personal valor actuarial	(5.931)	-	(5.931)	387	(5.544)
Impuesto diferido beneficios al personal valor actuarial	1.008	-	1.008	(66)	942
Derivados a Fair Value	682	-	682	(682)	-
Total	429.397	-	429.397	1.215	430.612

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

i. Gestión de capital

Colbún gestiona su capital con el propósito de asegurar el acceso a los mercados financieros de manera competitiva y contar con recursos suficientes para la consecución de sus objetivos de mediano y largo plazo, mantener una posición financiera sólida y optimizar el retorno de los accionistas de la Compañía.

j. Restricciones a la disposición de fondos de las filiales

No existen restricciones a la disposición de fondos de las filiales de Colbún.

k. Ganancias por acción

El resultado por acción se ha obtenido dividiendo el resultado del ejercicio atribuido a los accionistas de la controladora por el promedio ponderado de las acciones ordinarias en circulación durante los períodos informados.

	31.12.2010	31.12.2009
	MUS\$	MUS\$
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	112.284	234.367
Resultado Disponible para Accionistas Comunes, Básico	112.284	234.367
Promedio Ponderado de Número de Acciones, Básico	17.536.167.720	17.536.167.720
Ganancias (Pérdidas) Básicas por Acción	0,00640	0,01

La sociedad no tiene acciones ordinarias potenciales dilutivas en circulación durante los períodos informados.

l. Utilidad líquida distribuable

En virtud a lo dispuesto en la Circular N°1945 del 29 de septiembre de 2009, Colbún S.A., acordó establecer como política general que la utilidad líquida distribuable a considerar para el cálculo del Dividendo Mínimo Obligatorio y Adicional, se determina sobre la base efectivamente realizada, depurándola de aquellas variaciones relevantes del valor razonable de los activos y pasivos que no estén realizados, las cuales deben ser reintegradas al cálculo de la utilidad líquida del ejercicio en que tales variaciones se realicen.

En consecuencia, los agregados y deducciones a realizar a la utilidad líquida distribuable por variaciones del valor razonable de los activos o pasivos que no estén realizadas y que hayan sido reconocidas en la "ganancia (pérdida) atribuible a tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora y participación minoritaria", en el ejercicio 2010 corresponden a los eventuales efectos generados por las variaciones del valor justo de los instrumentos derivados que mantenga la Sociedad al cierre del ejercicio, netas del impuesto a la renta correspondiente.

	31.12.2010	31.12.2009
	MUS\$	MUS\$
Cálculo utilidad líquida distribuable		
Utilidad del ejercicio	112.284	234.367
Efecto instrumento derivado no realizado, neta de impuesto	11.345	2.458
Utilidad líquida distribuable	123.629	236.825

28. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Los ingresos ordinarios al 31 diciembre de 2010 y 2009 respectivamente, se presentan en el siguiente detalle:

	Acumulado 31.12.2010 MUS\$	Acumulado 31.12.2009 MUS\$
Venta clientes distribuidoras	435.225	477.860
Venta clientes industriales	403.954	341.043
Venta a clientes sin contrato	-	216.919
Venta a otras generadoras	88.310	36.110
Venta de Gas	912	2.753
Peaje	88.244	63.165
Otros ingresos	7.598	21.432
Total	1.024.243	1.159.282

29. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

El consumo de materias primas y materiales secundarios al 31 diciembre de 2010 y 2009 respectivamente, se presentan en el siguiente detalle:

	Acumulado 31.12.2010 MUS\$	Acumulado 31.12.2009 MUS\$
Peajes	(78.783)	(62.954)
Compra energía y potencia	(35.293)	(274.719)
Consumo gas	(127.862)	(60.736)
Consumo petróleo	(336.560)	(306.071)
Trabajo y Suministro de terceros	(54.957)	(69.940)
Total	(633.455)	(774.420)

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

30. GASTOS POR BENEFICIO A LOS EMPLEADOS

Los Gastos de personal al 31 diciembre de 2010 y 2009 respectivamente, se presentan en el siguiente detalle (ver Nota 3.1.m. y 3.1.r.):

	Acumulado 31.12.2010 MUS\$	Acumulado 31.12.2009 MUS\$
Sueldos y salarios	(27.804)	(19.472)
Beneficios a corto plazo a los empleados	(3.383)	(2.238)
Indemnización por término de relación laboral	(3.015)	(1.852)
Otros gastos de personal	(3.424)	(9.991)
Total	(37.626)	(33.553)

31. GASTOS POR DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN

La Depreciación y Amortización al 31 de diciembre de 2010 y 2009 respectivamente, se presentan en el siguiente detalle:

	Acumulado 31.12.2010 MUS\$	Acumulado 31.12.2009 MUS\$
Depreciaciones	(123.612)	(121.795)
Amortizaciones de intangibles	(427)	(50)
Total	(124.039)	(121.845)

32. RESULTADO FINANCIERO

El Resultado financiero al 31 diciembre de 2010 y 2009 respectivamente, se presenta en el siguiente detalle:

	Acumulado 31.12.2010 MUS\$	Acumulado 31.12.2009 MUS\$
Ingreso (Pérdida) procedente de Inversiones		
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	12.912	14.102
Total Ingresos Financieros	12.912	14.102
Costos Financieros		
Gastos por préstamos bancarios	(9.343)	(20.968)
Gastos por bonos	(59.447)	(28.532)
Gasto/ingresos por valoración derivados financieros netos	(10.144)	(19.996)
Gasto por provisiones financieras	(17.866)	(9.459)
Gasto por otros (gastos bancarios)	(66)	(141)
Gastos financieros activados	47.731	27.319
Total Costo Financiero	(49.135)	(51.777)
Resultado por Unidades de Reajuste	3.960	(4.380)
Diferencia de cambio neta	17.694	81.505
Total resultado financiero	(14.569)	39.450

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

33. INGRESOS (PÉRDIDAS) POR INVERSIONES CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE PARTICIPACIÓN

Los ingresos por inversiones contabilizadas por el método de participación al 31 de diciembre de 2010 y 2009 respectivamente, se presentan en el siguiente detalle:

	Acumulado 31.12.2010 MUS\$	Acumulado 31.12.2009 MUS\$
Participación neta en ganancia de coligadas (Ver nota 16)	509	1.031
Total	509	1.031

34. OTRAS GANANCIAS / (PÉRDIDAS)

Las otras ganancias (pérdidas) al 31 de diciembre 2010 y 2009 respectivamente, se detallan a continuación:

	Acumulado 31.12.2010 MUS\$	Acumulado 31.12.2009 MUS\$
Otros Ingresos distintos de los de operación		
Indemnización por seguros y otros de proyectos	4.377	4.327
Resultados por contratos Forward	570	-
Otros	391	1.634
Total otros ingresos	5.338	5.961
Otros Gastos distintos de los de operación		
Resultados contratos Derivados	(18.569)	(4.242)
Honorarios atención de juicios	(4.243)	(1.534)
Bajas bienes propiedades, plantas y equipos	(6.099)	-
Indemnización pagadas a terceros (1)	(42.181)	(2.900)
Otros	(5.025)	(6.905)
Total otros gastos	(76.117)	(15.581)
Total otras ganancias / (pérdidas)	(70.779)	(9.620)

(1) Corresponde a pagos efectuados por contratos de proveedores de gas.

35. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES

Garantías directas

Acreedor de la garantía	Deudor Nombre	Relación	Activos comprometidos		Tipo moneda	Valor contable M\$	Moneda	Saldos pendientes al 31 de diciembre de		
			Tipo de garantía	Tipo				2010	2011	2012
Chilectra S.A.	Colbún S.A.Matriz	Acreedor	Boleta de Gtia	UF	4.290	MUSD	8.82	-	-	8.82
Dirección de Vialidad VII Región	Colbún S.A.Matriz	Acreedor	Boleta de Gtia	UF	2.574	MUSD	5.29	4.00	-	-
Director Regional de Vialidad Región Bio Bio	Colbún S.A.Matriz	Acreedor	Boleta de Gtia	CLP	1.500.000	MUSD	3.205.00	3.205.00	-	-
Director de Vialidad	Colbún S.A.Matriz	Acreedor	Boleta de Gtia	UF	939	MUSD	1.94	1.94	-	-
Director Regional de Vialidad VIII Región	Colbún S.A.Matriz	Acreedor	Boleta de Gtia	UF	21.340	MUSD	44.12	44.12	-	-
Empresas Ferrocarriles del Estado	Colbún S.A.Matriz	Acreedor	Boleta de Gtia	UF	4.290	MUSD	9.00	8.82	-	-
Endesa S.A.	Colbún S.A.Matriz	Acreedor	Boleta de Gtia	UF	2.145	MUSD	5.00	-	-	4.41
MOP Dirección General de Aguas	Colbún S.A.Matriz	Acreedor	Boleta de Gtia	UF	11.506.791	MUSD	24.583.00	9.00	14.919.00	-
Transelec S.A.	Colbún S.A.Matriz	Acreedor	Boleta de Gtia	UF	4.291	MUSD	8.82	-	-	8.82

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

CAUCIONES OBTENIDAS DE TERCEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010.

Garantías vigentes en Pesos

Depositado por:	Relación con sociedad	Total MUS\$
Empresa Constructora Agua Santa S.A.	Proveedores	1.333.00
Vapor Industrial S.A.	Proveedores	2.66.00
Arrigoni Metalurgica S.A.	Proveedores	226.00
Centro de Ecología Aplicada Ltda.	Proveedores	115.00
Universidad de Concepción	Proveedores	111.00
Glg Construcciones Ltda.	Proveedores	67.00
Esco Ingeniería y Servicios Ltda.	Proveedores	47.00
Sociedad Anclajes Chile Ltda.	Proveedores	46.00
Jaime Harcha Lashen	Proveedores	40.00
Servicios y Proyectos Ambientales	Proveedores	32.00
Asesorías Energéticas Conelse Ltda.	Proveedores	28.00
Golder Associates S.A.	Proveedores	25.00
Ingeniera y Construcción Tecnimont Chile y Cia. Ltda.	Proveedores	23.00
Constructora y Movimiento de Tierra Ñuble S.A.	Proveedores	20.00
Arcadis Chile S.A.	Proveedores	20.00
Aga S.A.	Proveedores	13.00
Soc. Forestal y Ambiental Aliwen Ltda.	Proveedores	11.00
Pm. Ingenieros S.A.	Proveedores	10.00
Constructora Valdés Tala y Cia. Ltda.	Proveedores	9.00
Bash Muebles Oficina Ltda.	Proveedores	7.00
Sociedad Transredes Ltda.	Proveedores	5.00
Poch Ambiental S.A.	Proveedores	5.00
Soc. de SS Forestales, Ingeniería, Consultoría	Proveedores	3.00
Sociedad Forestal y Ambiental Aliwen Ltda.	Proveedores	3.00
Areva TyD Chile S.A.	Proveedores	2.00
Empresa de Montajes Industriales Salfa S.A.	Proveedores	2.00
Iván Pavéz	Proveedores	2.00
Soc. de Servicios Ingeocorp Limitada	Proveedores	2.00
Enter Computación Ltda.	Proveedores	1.00
Total		2.474

GARANTÍAS VIGENTES EN EUROS

Depositado por:	Relación con sociedad	Total MUS\$
Alstom Hydro France S.A.	Proveedores	15.250
Andritz Hydro Gmbh-Andritz Chile Ltda.	Proveedores	3.501
Areva T & D Sas	Proveedores	294
Andritz Hydro S.R.L. Unipersonale	Proveedores	233
Evonik Energy Services Gnbh	Proveedores	199
S.T.E. Energy S.P.A.	Proveedores	86
ABB S.A.	Proveedores	81
Areva TyD Chile S.A.	Proveedores	25
Alfa Laval S.A.	Proveedores	14
Gallmax S.A.	Proveedores	9
Egic Sas	Proveedores	5
Areva T Y D Sas	Proveedores	4
Total		19.701

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

GARANTÍAS VIGENTES EN UNIDADES DE FOMENTO

Depositado por:	Relación con sociedad	Total MUS\$
Empresa Constructora Angostura Ltda.	Proveedores	29.035
Impregilo S.P.A.	Proveedores	18.873
Empresa Constructora Fe Grande S.A.	Proveedores	10.162
Alstom Hydro France S.A.	Proveedores	8.300
Besalco Dragados S.A.	Proveedores	6.240
Constructora Cvv Conpax Ltda.	Proveedores	5.604
Empresa de Montajes Industriales Salfa S.A.	Proveedores	5.575
Andritz Hydro GmbH-Andritz Chile Ltda.	Proveedores	3.445
Construcciones y Montajes Com S.A.	Proveedores	2.648
Besalco Construcciones S.A.	Proveedores	2.374
B. Bosch S.A.	Proveedores	2.013
Dragados S.A. Agencia en Chile	Proveedores	1.641
Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A.	Proveedores	530
Siemens S.A.	Proveedores	353
Empresa Constructora Belfi S.A.	Proveedores	330
Areva Tyd Chile S.A.	Proveedores	296
Instrumentación Menchaca, Amadori	Proveedores	253
Hidromont Chile S.A.	Proveedores	250
Demotron S.A.	Proveedores	1.830
R & Q Ingeniería S.A.	Proveedores	168
Puente Alto Ingeniería y Servicios Ltda	Proveedores	168
Cmf Sondajes Ltda.	Proveedores	129
Cooperativa Eléctrica Los Angeles Ltda.	Proveedores	123
Constructora del Valle Ltda.	Proveedores	80
Lopatin y Fourcade Ltda.	Proveedores	51
Oma Topografía y Construcciones Ltda.	Proveedores	47
Ghd S.A.	Proveedores	36
Estudio y Consultoría Focus Ltda.	Proveedores	28
Pares y Alvarez Ingenieros Asociados Ltda.	Proveedores	26
Knight Piesold Sa.A.	Proveedores	24
Aseos Industriales De Talca Ltda.	Proveedores	20
Poch Ambiental S.A.	Proveedores	19
Constructora Izquierdo Ltda.	Proveedores	18
Sistemas contra Incendios Eurocomercial	Proveedores	12
Rhona S.A.	Proveedores	11
Servicios y Proyectos Ambientales	Proveedores	11
Golder Associates S.A.	Proveedores	7
Rodriguez Veloz Jaime Alejandro	Proveedores	5
G.A. Colaciones Ltda.	Proveedores	5
Electricidad Asin Ltda.	Proveedores	4
Bimar Aseo Industrial Ltda.	Proveedores	4
Conyser Limitada	Proveedores	3
Alto Verde Paisajismo S.A.	Proveedores	2
Extingueplaga Limitada	Proveedores	1
Total		99.107

GARANTÍAS VIGENTES EN DÓLARES

Depositado por:	Relación con sociedad	Total MUS\$
Tecnimont S.P.A.	Proveedores	71.654
Slovenske Energeticke Strojarne A.S.	Proveedores	21.238
Ingeniera y Construcción Tecnimont Chile y Cia. Ltda.	Proveedores	9.870
Posco Engineering And Construction Co.	Proveedores	7.000
Alstom Hydro France S.A.	Proveedores	4.407
Andritz Hydro Gmbh-Andritz Chile Ltda.	Proveedores	2.259
Industrias Metalúrgicas Pescarmona S.A.I.C. Y F.	Proveedores	2.250
B. Bosch S.A.	Proveedores	320
Empresa de Montajes Industriales Salfa S.A.	Proveedores	304
Siemens Ltda.	Proveedores	129
Invensys Systems Chile Ltda.	Proveedores	81
Areva TyD Chile S.A.	Proveedores	65
Coasin Chile S.A.	Proveedores	58
Dollinger Corporation	Proveedores	55
Nicolaides S.A.	Proveedores	19
Gallmax S.A.	Proveedores	15
Bvqi Chile S.A.	Proveedores	3
Siemens S.A.	Proveedores	1
Total		119.728

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

DETALLE DE LITIGIOS Y OTROS

a.- Nulidad de derecho público interpuesta por Maderas Cóndor S.A. en contra de la Dirección General de Aguas y de Sociedad Hidroeléctrica Melocotón Limitada.

Con fecha 31 de diciembre de 2008 Maderas Cóndor S.A. interpuso una demanda de nulidad de derecho público ante el Noveno Juzgado Civil de Santiago en contra de la Dirección General de Aguas y de la Sociedad Hidroeléctrica Melocotón Limitada, filial de Colbún S.A., a fin de que se declare la nulidad de derecho público de la Resolución DGA N°112, de 2006, que otorgó derechos de aprovechamiento de aguas a Sociedad Hidroeléctrica Melocotón Limitada en el río Bío Bío y de la Resolución DGA N° 475, de 2006, que rectificó la anterior.

El fundamento de la demanda consiste, en términos generales, en que al momento de solicitar los derechos de aprovechamiento de aguas (1980), no se habría dado cumplimiento a la normativa del Código de Aguas que establecía los requisitos que debían cumplir las mencionadas solicitudes.

Al 31 de diciembre de 2010 la causa se encuentra en período de prueba.

b.- Multa de 1.120 U.T.A. aplicada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Con fecha 04 de julio de 2005 la SEC mediante Resolución Exenta N° 1.111, aplicó a Colbún S.A. una multa de 1.120 U.T.A. en el marco de la investigación que lleva a cabo para determinar las causas de la falla ocurrida en el Sistema Interconectado Central con fecha 7 de noviembre de 2003.

Con fecha 23 de noviembre de 2005 se interpuso un recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago en contra de la resolución de la SEC que rechazó la reposición interpuesta ante la SEC.

Al 31 de diciembre de 2010 se encuentra pendiente resolver el recurso de reclamación en la Corte de Apelaciones de Santiago.

c.- Reclamo monto de indemnización pagada por Huertos Familiares S.A.

En relación al juicio iniciado por Huertos Familiares S.A. en 1999 en contra de Colbún S.A. ante el Juzgado de Letras de Colina, por reclamo del monto de la indemnización pagada con motivo del cruce de la línea de transmisión de energía eléctrica "Polpaico - Maitenes" por un predio de su propiedad, la sentencia de primera instancia condenó a Colbún S.A. a pagar diversos conceptos a modo de indemnización, los que sumados alcanzan la suma de M\$572.897, más los aumentos legales e intereses, que alcanzan la suma de M\$156.496. Dichos montos fueron oportunamente consignados por Colbún S.A. en la cuenta corriente del Tribunal.

En contra de la sentencia de primera instancia ambas partes interpusieron recursos de apelación.

Al 31 de diciembre de 2010 se encuentra pendiente la dictación de la sentencia de segunda instancia por parte de la Corte de Apelaciones de Santiago.

d.- Demanda arbitral de terminación de contrato e indemnización de perjuicios por incumplimiento de contrato de suministro eléctrico.

Colbún S.A. y Compañía General de Electricidad Distribución S.A. (CGED) designaron como árbitro al Sr. Miguel Luis Amunátegui M., a fin de que conociera y se pronunciara acerca de una discrepancia surgida entre las partes con motivo de la aplicación e interpretación del Contrato de Suministro de Potencia y Energía Eléctrica para la VII Región, suscrito con fecha 8 de Agosto de 2003.

Con fecha 9 de marzo de 2009 Colbún S.A. presentó ante el árbitro señalado una demanda en la cual se solicita que se ponga término anticipado al contrato por incumplimiento de obligaciones contractuales y se condene a CGED a indemnizar los perjuicios que le ha causado a Colbún S.A. el incumplimiento del referido contrato.

Al 31 de diciembre de 2010 la causa se encuentra en estado de dictarse sentencia.

e.- Siniestro Central Termoeléctrica de ciclo combinado Nehuenco I

El 29 de diciembre de 2007, la central termoeléctrica de ciclo combinado Nehuenco I, de 368 MW de capacidad, propiedad de Colbún S.A., fue afectada por un incendio en el interior del edificio de la turbina principal debido a una fuga de petróleo diesel en el sistema de alimentación de combustible de la unidad. La central fue desconectada del sistema interconectado central y el fuego fue extinguido con los medios propios previstos para este tipo de emergencias. La reparación de la cen-

tral concluyó y está disponible para ser operada por el CDEC-SIC desde el 30 de agosto de 2008.

A la fecha del siniestro, la Compañía tenía vigente una póliza de seguros con cobertura de "Todo Riesgo", que incluye cobertura para Incendio, Avería de Maquinaria y Perjuicios por Paralización. El procedimiento de liquidación con las compañías de seguros Chilena Consolidada Seguros Generales S.A., Penta Security Seguros Generales S.A. y Mapfre Seguros Generales, en calidad de coaseguradores, está terminado.

El Informe Final de Liquidación, impugnado por las partes, se notificó el 5 de mayo de 2009 estableciendo una pérdida por Daño Material neto de deducible de US\$14,5 millones y por Perjuicio por Paralización US\$76,2 millones. El Informe reconoce que las partes difieren respecto del límite de indemnización aplicable a los Perjuicios por Paralización, sobre el cual el Liquidador no se pronuncia porque sostiene que escapa a su competencia. A juicio de Colbún, la póliza contempla un límite único de indemnización de US\$250 millones por evento y combinado por Daño Físico y Perjuicios por Paralización.

Colbún S.A. ha recibido el pago de la cantidad de US\$33,7 millones, correspondiente a las sumas no disputadas contenidas en la referida Liquidación Final. Sin perjuicio de lo anterior, existiendo diferencias entre Colbún y los aseguradores, las partes han implementando el mecanismo de arbitraje conforme lo contempla la póliza, y Colbún ha presentado demanda en el mes de Octubre del 2009 de cumplimiento de contrato de seguro e indemnización de perjuicios por un valor total de US\$101,5 millones más perjuicios e intereses. Los aseguradores han presentado la Contestación a la Demanda y Colbún ha evacuado la Réplica y los aseguradores han presentaron su réplica.

El 30 de junio se recibió la causa a prueba. Ambas partes presentaron recursos de reposición a dicha resolución. El 14 de julio se resolvieron las reposiciones, y el periodo de prueba se inició el 20 de julio, el cual de acuerdo a las bases del arbitraje tiene una duración de 40 días hábiles.

Al 31 de diciembre de 2010 aún existen pruebas pendientes.

36. COMPROMISOS

Compromisos contraídos con entidades financieras y otros

Los contratos de créditos suscritos por Colbún S.A. con entidades financieras y los contratos de emisión de bonos y efectos de comercio, imponen a la Compañía diversas obligaciones adicionales a las de pago, incluyendo indicadores financieros de variada índole durante la vigencia de dichos contratos, usuales para este tipo de financiamiento.

La Compañía debe informar trimestralmente el cumplimiento de estas obligaciones. Al 31 de diciembre de 2010 la Compañía está en cumplimiento con todos los indicadores financieros exigidos en dichos contratos.

37. HECHOS OCURRIDOS DESPUÉS DE LA FECHA DEL ESTADO DE SITUACIÓN

No existen hechos posteriores que hayan ocurrido entre la fecha de cierre y la de presentación de estos estados financieros consolidados que pudieran afectar significativamente los resultados y patrimonio de la Sociedad.

38. MEDIO AMBIENTE

Las Sociedades del grupo en las cuales se han efectuado desembolsos asociados con Medio Ambiente se detallan a continuación: Colbún, Río Tranquilo S.A., H. Guardia Vieja S.A., H. Aconcagua S.A., Obras y Desarrollo S.A. y Termoeléctrica Antihue S.A. respectivamente.

Los desembolsos asociados a Medio Ambiente efectuados por las compañías se detallan a continuación.

	Acumulado 31.12.2010 MUS\$	Acumulado 31.12.2009 MUS\$
Concepto		
Monitoreo calidad del aire y meteorología	446	245
Estudios de impacto ambiental y otros	538	450
Seguimiento ambiental	396	283
Sistema de gestión ambiental	138	41
Total	1.518	1.019

Notas a los Estados Financieros consolidados

(En miles de dólares)

Los desembolsos efectuados por concepto de Medio Ambiente se encuentran principalmente asociados a instalaciones, por lo tanto serán efectuados de acuerdo a la vida útil de éstos, salvo el Estudio de Impacto Ambiental que corresponde a permisos ambientales efectuados previo a la fase de construcción.

A continuación se indican los principales proyectos en curso y una breve descripción de los mismos:

Termoeléctrica Santa María de Coronel: Complejo termoeléctrico que utilizará carbón como combustible, por lo que contará con un moderno sistema de control y abatimiento de dióxido de azufre y material particulado. Se encuentra ubicado en la Comuna de Coronel, Región del Biobío.

Sistema de Manejo de Cenizas de Termoeléctrica Santa María: Sitio de disposición final de las cenizas generadas por la central Santa María de Coronel, el cual se ubica a aproximadamente 12 kilómetros de éste, en la Comuna de Coronel, Región del Biobío.

Hidroeléctrica San Pedro: Central hidroeléctrica de embalse, se encuentra ubicada en la Región de Los Ríos, regula en forma mínima el caudal del río, manteniendo inalteradas las condiciones hidrológicas del río aguas abajo de central.

Central Hidroeléctrica Angostura: Central Hidroeléctrica de embalse, proyectada aguas debajo de la confluencia del río Biobío y Huequecura en la región del Biobío.

Adicionalmente, durante 2010 Colbún finalizó de manera exitosa la auditoría de certificación de su Sistema de Gestión Integrado bajo las normas ISO 14001:2004 y OHSAS 18001:2007 en todas las instalaciones en operación de la Compañía.

La ISO 14001: 2004 es una norma internacionalmente aceptada que define los requisitos para establecer un Sistema de Gestión Ambiental. La OHSAS 18001:2007, en tanto, define los requisitos para implementar un Sistema de Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional.

39. EFECTO DE LAS VARIACIONES EN LA TASA DE CAMBIO DE LA MONEDA EXTRANJERA

	Moneda Extranjera	Moneda Funcional	31.12.2010 MUS\$	31.12.2009 MUS\$
Activos				
Activos corrientes totales				
Efectivo y equivalentes al efectivo	Pesos	Dólar	539.768	460.583
Efectivo y equivalentes al efectivo	Euro	Dólar	6.040	4.366
Otros activos financieros corrientes	Pesos	Dólar	-	391
Otros activos no financieros, corriente	Pesos	Dólar	4.948	6.318
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	Pesos	Dólar	288.590	231.862
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	Pesos	Dólar	4.868	4.876
Inventarios	Pesos	Dólar	13.661	11.929
Activos por impuestos corrientes	Pesos	Dólar	178.395	202.988
Total activos corrientes			1.036.270	923.313
Activos no corrientes				
Otros activos financieros no corrientes	Pesos	Dólar	365	3.120
Otros activos no financieros no corrientes	Pesos	Dólar	8.054	6.417
Derechos por cobrar no corrientes	Pesos	Dólar	-	106.378
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente	UF	Dólar	3.477	31.948
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente	Pesos	Dólar	-	348
Inversiones contabilizadas utilizando el método de participación	Pesos	Dólar	130.481	79.910
Total de activos no corrientes			142.377	228.121
Total de activos			1.178.647	1.151.434
Pasivos				
Pasivos corrientes totales				
Otros pasivos financieros corrientes	Pesos	Dólar	16.207	21.495
Otros pasivos financieros corrientes	UF	Dólar	44.301	8.805
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Pesos	Dólar	160.692	80.816
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	Pesos	Dólar	373	374
Otras provisiones corrientes	Pesos	Dólar	12.942	4.004
Pasivos por impuestos corrientes	Pesos	Dólar	19.745	10.646
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Pesos	Dólar	8.164	8.066
Otros pasivos no financieros corrientes	Pesos	Dólar	4.107	6.550
Total pasivos corrientes totales			266.531	150.756
Pasivos no corrientes				
Otros pasivos financieros no corrientes	Pesos	Dólar	80.761	87.620
Otros pasivos financieros no corrientes	UF	Dólar	651.651	615.980
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	Pesos	Dólar	14.128	11.558
Otros pasivos no financieros no corrientes	Pesos	Dólar	8.575	8.099
Total de pasivos no corrientes			755.115	723.257
Total pasivos			1.021.646	874.013

Notas a los Estados Financieros consolidados
(En miles de dólares)

PASIVOS FINANCIEROS NO CORRIENTES

Al 31 de diciembre de 2010

	Moneda Extranjera	Moneda funcional	Hasta 91 días	Desde 91 días hasta 1 año	Desde 1 año hasta 3 años	Más 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total
Otros pasivos financieros no corrientes	\$	Dólar	16.207	-	80.761	-	-	96.968
Otros pasivos financieros no corrientes	UF	Dólar	-	44.301	229.680	74.233	347.738	695.952
Total			16.207	44.301	310.441	74.233	347.738	792.920

Al 31 de diciembre de 2009

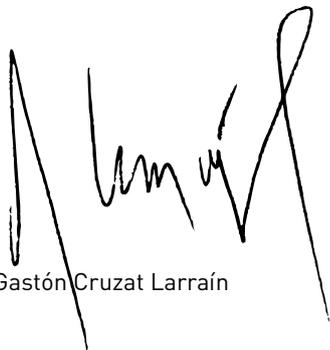
	Moneda Extranjera	Moneda funcional	Hasta 91 días	Desde 91 días hasta 1 año	Desde 1 año hasta 3 años	Más 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total
Otros pasivos financieros no corrientes	\$	Dólar	21.495	-	35.048	52.572	-	109.115
Otros pasivos financieros no corrientes	UF	Dólar	-	8.805	97.815	141.447	376.718	624.785
Total			21.495	8.805	132.863	194.019	376.718	733.900

INFORME DE LOS INSPECTORES DE CUENTAS

A los señores Accionistas:

Conforme al mandato que nos otorgó la junta General de Accionistas, celebrada el 23 de abril de 2010, hemos examinado el Balance General de Colbún S.A al 31 de diciembre de 2009 y el correspondiente Estado de Resultados, por el ejercicio de 12 meses terminado a esa fecha.

Nuestra labor como Inspectores de Cuenta se centró en la comprobación de la coincidencia, sobre una base selectiva, de los saldos de cuentas que reflejan los registros contables de la sociedad con las cifras de dicho Balance General y Estado de Resultados, verificación que no merecían ninguna observación.



Gastón Cruzat Larraín



Patricio López-Huici Caro

Santiago, marzo de 2011.

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

- Los resultados de la Compañía presentan al cuarto trimestre de 2010 (4T10) una ganancia controladora de US\$14,7 millones, un 23,8% menor a la ganancia controladora del 3T10 y un 82,3% menor a la ganancia controladora de US\$82,9 millones en igual trimestre del año anterior (4T09). En términos acumulados, el resultado a Dic10 muestra una ganancia controladora de US\$112,3 millones, un 52,1% menor a la ganancia controladora del mismo periodo del año anterior de US\$234,4 millones.
- El EBITDA⁽¹⁾ del 4T10 alcanzó a US\$69,8 millones, un aumento de 69,2% en comparación con el 3T10, que fue de US\$41,2 millones y una disminución de 29,2% con respecto al mismo trimestre del año anterior, que fue de US\$98,5 millones. En términos acumulados, el EBITDA a Dic 10 totalizó US\$331 millones, una disminución de 1,7% en comparación con igual fecha del año anterior, que fue de US\$336,6 millones. Las ventas a su vez alcanzaron US\$271,8 millones el 4T10, 3,8% mayores a las ventas del trimestre anterior y 3,8% menores en comparación al 4T09. De esta forma el margen EBITDA acumulado a Dic 10 fue de 32,3% un alza desde 29% a Dic 09.
- Las ventas físicas durante el 4T10 alcanzaron 2.332 GWh, un 3% inferiores al trimestre anterior debido a una menor venta a clientes, así como a una menor venta al mercado spot producto de una menor generación. Al comparar las ventas con el mismo trimestre del año anterior, se verifica que éstas son un 18,5% menores, reflejando la reducción en el nivel de contratos dispuesta por la política comercial y el término del suministro a clientes sin contratos (RM88), parcialmente compensadas por mayores ventas en el mercado spot.
- La generación hidráulica del 4T10 alcanzó 1.262 GWh, mostrando un aumento de 13,5% en comparación al 3T10 y una disminución de 32,1% con respecto al 4T09. La generación térmica alcanzó a 1.048 GWh, un 17,1% inferior a la generación térmica del 3T10 y un 376,9% superior a la del 4T09. En términos acumulados, la generación hidráulica a Dic10 alcanzó 5.566 GWh, un 15,4% inferior a lo generado a Dic 09. La generación térmica alcanzó a 3.837 GWh, un 28,7% superior a la generación térmica del mismo periodo del año anterior. Durante el 4T10 se realizaron compras en el mercado CDEC de 13 GWh, lo cual se compara favorablemente con las compras de 46 GWh durante el 3T10, y a los 751 GWh del cuarto trimestre 2009. Asimismo, las ventas realizadas en el mercado CDEC alcanzaron a 85 GWh en el 4T10, un 25,1% inferiores a las del 3T10 (113 GWh) y superiores a las nulas ventas del 4T09.
- El costo marginal del 4T10 promedió 159,9 US\$/MWh en Alto Jahuel, un 2,9% mayor comparado con los 155,3 US\$/MWh promedio durante el 3T10, y un 90,9% mayor en comparación a igual trimestre del año anterior (83,7 US\$/MWh). El aumento en el costo marginal, es producto del aumento en el precio del WTI durante el último trimestre y la menor generación hidráulica producto de la hidrología seca del presente año. Como referencia, el precio promedio del WTI durante el 4T10 fue de US\$85,24 por barril, un 11,9% mayor al promedio de US\$76,21 durante el 3T10 y un 12% mayor al promedio de US\$76,13 registrado durante el 4T09. La generación diesel de Colbún para el 4T10 alcanzó a 350 GWh, un 71,7% inferior a la generación diesel de trimestre anterior y un 127,3% superior a la de igual trimestre del año anterior. Por su parte la generación con Gas y GNL alcanzó a 698 GWh, producto del acuerdo entre Colbún y ENAP el cual permitió despechar con GNL la Central Nehuenco 2 durante gran parte del período en cuestión.
- En cuanto a los ítems no operacionales, éstos presentaron una pérdida de US\$0,9 millones durante el 4T10 impulsado por gastos financieros de US\$9,7 millones parcialmente compensados por Diferencias de Cambio positivas de US\$4,2 millones e Ingresos Financieros por US\$3,6 millones. En términos acumulados, éstos muestran una pérdida de US\$84,9 millones, principalmente producto de pérdidas en el rubro 'Otras Ganancias (Pérdidas)' por US\$70,8 millones. Los principales conceptos incluidos en los US\$ 70,8 millones de 'Otras pérdidas', son el pago de indemnización por término anticipado (US\$ 41,7 millones) de los contratos de transporte de gas con Transportadora de Gas del Norte S.A. ("TGN") y el reconocimiento del valor negativo del mark-to-market o valor justo de derivados de tasa de interés asociados a un crédito sindicado, que al ser prepagado en Feb10 perdieron su condición de instrumentos de cobertura, y por lo tanto su valorización se debió traspasar de patrimonio a resultado según lo dispone IFRS (US\$18,6 millones).
- Durante el año hidrológico 2010-11, que comenzó en Abril 2010, el agua caída hasta diciembre en las cuatro cuencas relevantes para Colbún, esto es: Valle del Aconcagua, Armerillo en la cuenca del Maule, la cuenca del Laja y el Lago Chapo, registraron una desviación respecto a las precipitaciones medias de -51%, -35%, -30% y -19%, respectivamente. Si bien existen diferencias entre cuencas, todas presentan déficits lo que se ha traducido en una menor generación hidráulica y una mayor generación térmica, lo que a su vez ha redundado en mayores costos variables respecto a los planificados para un año de hidrología normal.
- Respecto al proyecto Santa María, estimamos la entrada en operación de la central para el último trimestre del 2011, atendido los retrasos del contratista a cargo de la construcción y los impactos del terremoto. Colbún S.A. tiene vigente

(1) EBITDA: Ingresos de actividades ordinarias + materias primas y consumibles utilizados + gastos por beneficio a los empleados + otros gastos por naturaleza - gastos por depreciación y amortización.

una póliza de seguros con cobertura de "Todo Riesgo Construcción y Montaje", que incluye cobertura tanto para daño físico como para perjuicios por paralización ("ALOP" - advanced loss of profit). En cuanto a daño físico, a diciembre de 2010 se han registrado en la contabilidad US\$ 30,3 millones como baja de activo, cifra equivalente a los estados de pagos por reparación pagados al contratista y otros gastos incurridos por Colbún. Un 10% de este monto -correspondiente al deducible del seguro- ha sido reconocido como pérdida en el estado de resultados. Colbún S.A. conjuntamente con el contratista, sus asesores y el liquidador de seguros, continua en el proceso de determinación definitiva de los costos totales asociados al terremoto, incluidos tanto los gastos de reparación como la pérdida de beneficio esperada por retraso en la puesta en servicio. En el marco de este proceso, durante el año 2010 se recibió un anticipo de US\$ 9 millones de parte de las compañías de seguro y a principios del año 2011 Colbún ha presentado al liquidador una reclamación por daño físico por un monto de US\$ 77 millones, cifra que incluye gastos incurridos por Colbún, así como gastos presentados por el contratista principal por concepto de reparación de daños físicos.

- En relación al proyecto hidroeléctrico San Pedro (150 MW), ubicado en las comunas de Los Lagos y Panguipulli, se ha concluido la construcción de las obras preliminares. Como se ha venido informando, Colbún está realizando una nueva campaña de estudios para consolidar el conocimiento del terreno, la cual se espera finalice durante el primer semestre del año 2011. Con la información recabada a la fecha, se prevé la realización de adecuaciones a las obras civiles. Una vez terminado los estudios de terreno, se contratarán los estudios de ingeniería para la adecuación del actual proyecto los cuales se presentarán a las autoridades competentes. Debido a lo anterior, la adjudicación de las obras principales se postergó. El cronograma de la construcción del proyecto se tendrá una vez terminada la campaña de estudios adicionales.
- El proyecto hidroeléctrico Angostura (316 MW), se encuentra en plena etapa de obras tempranas con la construcción de los portales de entrada del túnel de desvío y la excavación del Túnel de acceso a la Caverna de Máquinas. Entre los hitos más importantes alcanzados recientemente, en diciembre se finalizó la construcción del camino by-pass para la construcción de la central. A la fecha prácticamente un 100% de los contratos se encuentran adjudicados.
- Al cierre del 4T10, la Compañía cuenta con una liquidez de US\$554,5 millones, monto que agregado el efecto de las coberturas financieras vigentes usadas para red denominar a dólares y euros ciertas inversiones, alcanza a US\$542,6 millones ⁽²⁾. Esta liquidez es un elemento importante del plan de financiamiento del programa de inversiones y además una reserva ante condiciones hidrológicas menos favorables.

⁽²⁾ Para efectos de IFRS los derivados se presentan separadamente en la cuenta Activo o Pasivo de cobertura. Para mayor detalle revisar nota 7.

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 1 muestra un resumen del Estado de Resultados de los trimestres 4T10, 3T10 y 4T09 y los resultados acumulados para Dic 10 y Dic 09.

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
dic-09	dic-10		4T09	3T10	4T10
1.159,3	1.024,3	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	282,4	261,9	271,8
477,9	435,3	Venta a Clientes Regulados	111,7	114,4	119,1
341,0	403,9	Venta a Clientes Libres	78,7	112,9	110,4
216,9	-	Ventas a Clientes sin Contrato	46,6	(0,5)	-
36,1	88,3	Ventas otras generadoras	5,1	17,3	10,2
87,4	96,8	Otros ingresos	40,3	17,8	32,0
(774,4)	(633,5)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(166,6)	(206,3)	(184,8)
(63,0)	(78,8)	Peajes	(36,3)	(16,8)	(27,2)
(274,7)	(35,3)	Compras de Energía y Potencia	(72,4)	(12,4)	(14,7)
(60,7)	(127,9)	Consumo de Gas	(17,6)	(2,3)	(72,2)
(306,1)	(336,5)	Consumo de Petróleo	(24,4)	(161,6)	(50,7)
(69,9)	(55,0)	Otros	(15,9)	(13,1)	(19,9)
384,9	390,8	MARGEN BRUTO	115,8	55,7	87,0
(33,6)	(37,6)	Gastos por beneficios a empleados	(10,9)	(9,9)	(10,8)
(14,7)	(22,1)	Otros gastos, por naturaleza	(6,4)	(4,5)	(6,4)
(121,8)	(124,0)	Gastos por depreciación y amortización	(30,9)	(30,9)	(31,3)
214,8	207,1	RESULTADO DE OPERACIÓN	67,6	10,3	38,5
336,6	331,1	EBITDA	98,5	41,2	69,8
14,1	12,9	Ingresos financieros	(0,6)	3,2	3,6
(51,8)	(49,1)	Gastos financieros	(10,4)	(9,2)	(9,7)
(4,4)	4,0	Resultados por unidades de reajuste	1,0	1,0	(0,3)
81,5	17,7	Diferencias de cambio	37,7	39,8	4,2
1,0	0,5	Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	(1,9)	(0,1)	(0,4)
(9,6)	(70,8)	Otras ganancias (pérdidas)	(9,8)	(49,2)	1,7
30,9	(84,9)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	15,9	(14,5)	(0,9)
245,6	122,2	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	83,5	(4,2)	37,5
(6,5)	(6,3)	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	0,8	23,8	(22,8)
239,1	115,9	GANANCIA (PÉRDIDA) DE ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS	84,3	19,6	14,7
239,1	115,9	GANANCIA (PÉRDIDA)	84,3	19,6	14,7
234,4	112,3	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	82,9	19,3	14,7
4,8	3,6	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	1,4	0,3	-

2.1 Análisis del resultado de operación

El EBITDA del 4T10 ascendió a US\$69,8 millones, un 69,2% superior que los US\$41,2 millones del 3T10 y un 29,2% menor que los US\$98,5 millones del 4T09. En términos acumulados, el EBITDA a Dic 10 ascendió a US\$331 millones, un 1,7% menor que los US\$336,6 millones a Dic 09.

Las ventas de energía y potencia del 4T10 ascendieron a US\$239,7 millones, lo que significó una disminución de un 1,8% respecto al tercer trimestre del año, debido a menores ventas físicas de energía de 3%, lo cual fue contrarrestado parcialmente por un alza de 0,2% en los precios promedio monómicos. En términos acumulados, las ventas de energía y potencia a Dic 10 ascendieron a US\$927,5 millones mostrando una disminución de 13,5% respecto a igual período del año anterior, lo cual es producto principalmente de un menor nivel de contratación, parcialmente compensado por una alza de 6% en los precios promedios monómicos.

Los costos de materias primas y consumibles utilizados durante el 4T10 fueron un 10,4% menores a los registrados durante el 3T10, principalmente por un menor consumo de diésel, compensado parcialmente con un aumento del consumo de GNL. En términos acumulados, los consumos de materias primas y materiales secundarios a Dic 10 fueron un 18,2% menores a los registrados durante el mismo período del año anterior, principalmente por menores Compras de Energía y Potencia producto de las menores ventas físicas, menores costos de mantenimiento de las centrales.

2.1.1 Ventas físicas

La Tabla 2 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía y potencia para los trimestres 4T10, 3T10 y 4T09 y para Dic10 y Dic09.

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		
dic-09	dic-10		4T09	3T10	4T10
11.574	9.435	Total Ventas Físicas (GWh)	2.796	2.405	2.332
4.760	3.800	Clientes Regulados	1.166	925	940
4.879	5.030	Clientes Libres	1.204	1.367	1.308
1.715	0	Distribuidoras s/Contratos	426	0	0
221	606	Ventas CDEC	0	113	85
1.501	1.315	Potencia (MW)	1.486	1.367	1.384

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		
dic-09	dic-10		4T09	3T10	4T10
9.560	9.403	Total Generación (GWh)	2.122	2.375	2.310
6.580	5.566	Hidráulica	1.858	1.112	1.262
178	1.273	Térmica Gas	111	26	698
2.802	2.563	Térmica Diésel	154	1.237	350
2.295	100	Compras CDEC	751	46	13

2.1.2 Ingresos de actividades ordinarias de la operación

Los Ingresos de actividades ordinarias del 4T10, ascendieron a US\$271,7 millones, un 3,7% mayor a los obtenidos durante el 3T10 y un 3,8% menor a los registrados para igual período del año anterior.

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010

Ventas de Energía y Potencia

Ventas a Clientes Regulados: Las ventas valoradas del 4T10 alcanzaron US\$119,1 millones, mayores en 4,1% con respecto al 3T10 y mayores en 6,6% respecto al 4T09. Este aumento se debe principalmente a mayores precios promedio monómicos de 2,5% (3T10) y a mayores precios promedio monómicos de 32,3% (4T09), parcialmente compensados por la menor energía contratada para el año 2010. Excluyendo del análisis el efecto reliquidaciones durante los períodos en cuestión (US\$0,2 millones -3T10- y US\$0,8 millones -4T09-), las ventas valoradas presentan un alza de US\$4,7 millones respecto al 3T10 y un alza de US\$8,2 millones respecto al 4T09, lo que repercute en mayores precios promedio monómicos de 2,7% y 33,4%, respectivamente.

Ventas a Clientes Libres: Las ventas valoradas alcanzaron los US\$110,4 millones en el 4T10, una disminución de un 2,2% respecto a los US\$112,9 millones del 3T10 y un aumento de un 40,3% respecto a los US\$78,7 millones del 4T09. Separando el efecto de reliquidaciones por US\$1,9 millones (4T10), US\$2,1 millones (3T10) y US\$0,1 millones durante el 4T09, los precios promedio monómicos aumentan un 2,5% respecto al 3T10 y 26,9% respecto al 4T09. Las ventas físicas ascienden a 1.308 GWh para el 4T10, un 4,3% menores con respecto a los 1.367 GWh comercializados durante el 3T10 y un 8,7% mayores a los 1.204 GWh comercializados el 4T09. El alza en las ventas físicas para en comparación al 4T09, se vio destacada por un aumento en los precios promedio monómicos, anteriormente mencionados, impulsados principalmente por la indexación al costo marginal de algunos contratos.

Ventas a Empresas Distribuidoras sin Contrato: Producto de las licitaciones realizadas por las empresas distribuidoras los últimos años, a partir de enero de 2010 ya no existe más este tipo de ventas.

Ventas CDEC: Durante el 4T10, hubo ventas por 85 GWh al CDEC, equivalentes a US\$ 10,2 millones, menores a las ventas CDEC del 3T10 que alcanzaron 113 GWh, equivalente a un monto de US\$17,3 millones y mayores a las nulas ventas al CDEC del 4T09.

Otros Ingresos: Los otros ingresos ordinarios alcanzaron los US\$32 millones el 4T10, mayores en 79,7% con respecto al 3T10 y menores en 10,8% respecto a igual trimestre del año anterior. El aumento en comparación al 3T10 es producto de reliquidaciones de meses anteriores de peajes de subtransmisión registradas durante los meses de Noviembre y Diciembre.

2.2 Análisis de los costos de materias primas y consumibles utilizados

Los costos de materias primas y consumibles utilizados el 4T10 fueron de US\$184,8 millones disminuyendo en un 10,4% o US\$21,5 millones con respecto a los del 3T10, y aumentando en un 10,9% o US\$18,2 millones con respecto al 4T09.

Durante el 4T10 existieron compras de energía y potencia en el mercado CDEC por US\$14,7 millones, lo que significó un aumento de US\$2,3 millones con respecto al 3T10 y una disminución de US\$57,7 millones en comparación a igual trimestre del año anterior. Esta disminución se debió a menores compromisos contractuales del 2010.

Los costos de combustibles durante el 4T10 alcanzaron los US\$122,9 millones, disminuyendo en un 25% con respecto al 3T10 y aumentando un 192,8% en comparación a igual trimestre del año anterior. Este aumento es producto principalmente de la menor capacidad de generación hidro que presentó la compañía durante el 4T10 (vs 4T09) producto de la menor disponibilidad de agua en las cuencas relevantes para Colbún. En términos acumulados, los costos de combustibles alcanzaron los US\$464,4 millones, aumentando en un 26,6% con respecto al mismo período del año anterior, producto de una mayor generación térmica de 28,7% y a mayores precios del petróleo. El costo del diesel acumulado fue de US\$336,5 millones lo que representa un alza de 9,9% en comparación a igual período de 2009. En cuanto al gas natural, el costo a Dic10 fue de US\$127,9 millones, en comparación con los US\$60,7 millones durante el mismo periodo del año anterior.

Como referencia, el precio promedio del WTI durante el cuarto trimestre 2010 fue de US\$85,24 por barril, un 11,9% mayor al promedio de US\$76,21 durante el tercer trimestre del presente y un 12% mayor al promedio del cuarto trimestre 2009 de US\$76,1.

Los costos de peajes registrados en el 4T10 alcanzan, a US\$27,2 millones, un aumento de 61,8% con respecto al 3T10 y una disminución de 25,1% con respecto al 4T09. Las diferencias en comparación con el 3T10 se deben a reliquidaciones de IT por un monto de US\$6 millones.

Los otros costos del 4T10 fueron de US\$19,9 millones, un aumento de 51,8% y 25,3% respecto al 3T10 y 4T09, respectivamente. La principal causa del aumento en comparación al 3T10 y 4T09 son los mayores costos de mantención de las centrales de los complejos Nehuenco y Colbún.

3. ANÁLISIS DE ÍTEMS NO OPERACIONALES

Los ítems no operacionales del 4T10 alcanzaron pérdidas por US\$0,9 millones, que se compara positivamente con la pérdida de US\$14,5 millones del 3T10 y se compara negativamente con la utilidad de US\$15,9 millones del 4T09. En términos acumulados los ítems no operacionales a Dic10 alcanzaron pérdidas por US\$84,9 millones, lo que significó un aumento de US\$115,8 millones en comparación a Dic09. Las principales diferencias se debieron a una menor utilidad por Diferencia de Cambio y mayores pérdidas en el ítem 'Otras ganancias (pérdidas)'.

Gastos Financieros: Los gastos financieros durante el 4T10 fueron de US\$9,7 millones, superiores en US\$0,5 a los registrados el 3T10 e inferiores en US\$0,7 millones a los registrados el 4T09. A nivel acumulado a Dic10 alcanzaron los US\$49,1 millones menores en un 6,7% a los presentados a Dic09. Los menores gastos financieros en comparación a los períodos analizados, se deben a una mayor activación de gastos financieros producto de los proyectos que está llevando a cabo la Compañía.

Ingresos Financieros: Los ingresos financieros durante el 4T10 alcanzaron los US\$3,6 millones superiores en US\$0,4 y US\$4,2 millones a los registrados el 3T10 y 4T09, respectivamente. En términos acumulados alcanzaron a US\$12,9 millones, siendo un 8,2% menores a los del período Dic09, principalmente por una menor tasa LIBOR, parcialmente compensado por mayores montos administrados.

Otras ganancias (pérdidas): Las Otras ganancias (pérdidas) durante el 4T10 mostraron ganancias de US\$1,7 millones - originada principalmente por el registro en la contabilidad de menores costos de reparación de daños producto del terremoto en el Proyecto Santa María a los originalmente provisionados, lo que se tradujo en un menor monto provisionado del deducible a pagar. A nivel acumulado a Dic 10 las otras ganancias (pérdidas) alcanzaron pérdidas por US\$70,8 millones lo que significó un aumento de US\$61,3 millones en comparación a Dic09. Las mayores pérdidas se deben principalmente al acuerdo con TGN suscrito durante el 3T10, y a la valorización o mark-to-market negativo de ciertos derivados de tasa de interés asociados a un crédito sindicado que al ser prepagado en Feb10 perdieron su condición de instrumento de cobertura, y por lo tanto su valorización se debió traspasar desde patrimonio a resultado según lo dispone IFRS (US\$18,5 millones).

Diferencia de Cambio: La diferencia de cambio generada durante el 4T10 alcanzó los US\$4,2 millones inferior en US\$35,6 millones y US\$33,5 millones a lo registrado el 3T10 y 4T09, respectivamente. A nivel acumulado a Dic10 muestra un resultado positivo de US\$17,7 millones debido a una apreciación en 7,5% del tipo de cambio CLP/USD en el período, y como consecuencia de un balance que tiene un exceso de activos sobre pasivos en moneda local.

Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias: El impuesto a las ganancias presenta un gasto acumulado a Dic10 de US\$6,3 millones. El principal factor que incide en este ítem es la variación del peso respecto al dólar y su efecto en el balance tributario, siendo las partidas más relevantes el activo fijo tributario y la pérdida tributaria (cuya moneda de cálculo es el peso chileno) respecto al balance financiero (cuya moneda funcional es el dólar). Como referencia el peso experimentó una apreciación de 7,5% durante el período Ene - Dic del año 2010.

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010

4. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

La Tabla 3 presenta un análisis de algunas cuentas relevantes del Balance al 31 de diciembre de 2009 y al 31 de diciembre de 2010.

	dic-09	dic-10	Var dic10/dic 09
Activo corriente en operación	950,8	1.088,9	138,1
Efectivo y equivalentes al efectivo	484,7	554,5	69,8
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	231,9	308,4	76,5
- Ventas normales	85,1	132,6	47,5
- Ventas distribuidores sin contrato	106,0	104,0	(2,0)
- Deudores varios	40,8	71,8	31,0
Activos por impuestos corrientes	203,0	178,4	(24,6)
Otros activos corrientes	31,2	47,5	16,3
Activos no corrientes	4.489,2	4.675,0	185,9
- Propiedades, planta y equipo, neto	4.184,8	4.431,6	246,8
- Otros activos	304,4	243,5	(60,9)
TOTAL ACTIVOS	5.440,0	5.763,9	323,9
Pasivos corrientes en operación	318,5	334,1	15,7
Pasivos no corrientes	1.676,7	1.926,9	250,2
Patrimonio neto	3.444,8	3.502,9	58,1
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	5.440,0	5.763,9	323,9

Al 31 de diciembre de 2010, los activos totales presentan un aumento de US\$323,9 millones con respecto a Diciembre 2009, lo que equivale a un aumento de 6%.

Efectivos y Equivalentes al efectivo: El rubro 'Efectivo y Equivalentes al Efectivo' alcanzó US\$554,5 millones, monto que agregado el efecto de las coberturas financieras vigentes usadas para red denominar a dólares y euros ciertas inversiones, alcanza a US\$542,6 millones. En Enero 2010 la compañía emitió un bono en los mercados internacionales por US\$500 millones, dinero utilizado para el prepago parcial de un crédito sindicado (US\$250 millones) y para financiar los proyectos de inversión actualmente vigentes.

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar: El rubro 'Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar' alcanzó US\$308,4 millones, un alza de 33% respecto a Dic09. Al analizar los distintos componentes de esta cuenta por cobrar se aprecian similares 'Ventas distribuidores sin contrato' producto del traspaso de la totalidad de la porción de largo al corto plazo de esta cuenta – la cual anteriormente se encontraba en el Activo no corriente – por US\$61,5 millones parcialmente compensada por la recaudación durante el año 2010 de las ventas bajo la RM88 (decreto caducado en Dic09). El ítem 'Deudores Varios' presenta una variación positiva de US\$31 millones debido principalmente a que registra las cuentas por cobrar de siniestros con cobertura de seguros. Por último, las 'Ventas Normales' presentaron una variación positiva de US\$47,5 millones producto de una mayor venta a clientes con contrato durante el año 2010.

Cuentas por Cobrar Impuestos Corrientes: Las cuentas por cobrar impuestos corrientes registran un saldo de US\$178,4 millones al 31 de diciembre de 2010, una disminución de 12,1% respecto al cierre del año 2009, la cual se debe principalmente a la recuperación del "remanente" crédito fiscal por US\$28,5 millones.

Activos No Corrientes: La cuenta de Propiedades, Plantas y Equipos, neto registró un saldo de US\$4.431,6 millones, al cierre de diciembre de 2010, un aumento de 5,9% respecto al cierre a Dic09, explicado por los proyectos de inversión que está ejecutando la Compañía.

Pasivos Corrientes en Operación: Los Pasivos Corrientes en Operación alcanzaron a US\$334,1 millones, un aumento de 4,9% a dic 10 en comparación al cierre de Dic09. Este aumento se explica principalmente por mayores pasivos financieros corrientes por US\$50,4 millones y mayores impuestos a la renta por pagar por US\$14 millones, parcialmente compensados por menores dividendos por pagar de US\$51 millones.

Pasivos No Corrientes en Operación: Los Pasivos No Corrientes en Operación totalizaron US\$1.926,9 millones al cierre de Dic10, un aumento de 14,9% durante el período, debido principalmente a la emisión de un bono por US\$ 500 millones en los mercados internacionales, compensado parcialmente por el prepago parcial por US\$250 millones del Crédito Sindicado (US\$400 millones). Otro efecto a considerar es el traspaso de la porción de corto plazo de un crédito denominado en pesos por US\$19 millones.

Patrimonio: La Compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.502,9 millones, una variación positiva de 1,7% durante el año 2010. Esta alza se explica principalmente por la ganancia del ejercicio, a ganancias por diferencias de cambio por conversión y reservas de flujo de caja y una disminución por el mayor valor pagado en la compra de "HASA" respecto a valor libro.

5. INDICADORES

A continuación se presenta un cuadro comparativo de ciertos índices financieros. Los indicadores financieros de balance son calculados a la fecha que se indica y los del estado de resultados consideran el resultado acumulado a la fecha indicada.

Indicador	dic-09	dic-10
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	2,98	3,24
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	2,92	3,17
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,58	0,65
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	15,96%	14,64%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	84,04%	85,36%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	5,74	3,49
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) después de imptos. Actividades continuadas / Patrimonio Neto Promedio	7,18%	3,23%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	4,45%	2,00%
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	5,40%	4,67%

- Patrimonio promedio: Patrimonio a Dic10 más el patrimonio a Dic09 dividido por dos.
- Total activo promedio: Total activo de Dic10 más el total de activo a Dic09 dividido por dos.
- Activos operacionales promedio: Total de Propiedad, planta y equipo de Dic10 más el total de Propiedad, planta y equipo a Dic09 dividido por dos.

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010

6. ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO

El comportamiento del flujo de efectivo de la sociedad se puede ver en la siguiente tabla:

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
dic-09	dic-10		4T09	3T10	4T10
515,2	484,4	Efectivo Equivalente Inicial	396,6	611,7	548,0
6,7	0,3	Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente saldo inicial	(11,0)	-	-
398,2	341,4	Flujo Efectivo de la Operación	138,6	19,5	107,4
(27,3)	134,5	Flujo Efectivo de Financiamiento	(31,0)	(3,4)	(2,8)
(521,2)	(434,6)	Flujo Efectivo de Inversión	(63,5)	(121,6)	(101,0)
(150,3)	41,3	Flujo Neto del Período	44,1	(105,5)	3,6
112,8	28,5	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	54,7	41,8	2,9
484,4	554,5	Efectivo Equivalente Final	484,4	548,0	554,5

Las actividades de la operación generaron un flujo neto positivo a Dic10 de US\$341,4 millones, el que se explica fundamentalmente por la recaudación neta de las cuentas por cobrar a clientes de aproximadamente US\$1.283 millones, parcialmente compensado por pagos a proveedores y empleados por US\$852 millones y desembolsos por gastos financieros netos de US\$72 millones.

Las operaciones de financiamiento originaron un flujo neto positivo a Dic10 de US\$ 134,5 millones principalmente debido a la emisión de un bono por US\$500 millones en los mercados internacionales, con cuyos fondos se procedió a realizar el prepago parcial por US\$250 millones del Crédito Sindicado (US\$400 millones) y la amortización del saldo de efectos de comercio por US\$20 millones. Además, durante el período se pagaron dividendos por un monto de US\$75,3 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$434,6 millones a Dic10, principalmente debido a incorporaciones de propiedades, planta y equipos por US\$396 millones producto de los proyectos en etapa de construcción y a la adquisición por parte de Colbún del 100% de las acciones de su filial Hidroeléctrica Aconcagua S.A. por US\$31,3 millones.

7. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 2.620 MW, conformada por 1.347 MW en unidades térmicas y 1.273 MW en unidades hidráulicas. Opera en el Sistema Interconectado Central (SIC), donde representa cerca del 22% del mercado.

Los resultados de la compañía tienen una variabilidad dependiente de condiciones exógenas como son la hidrología y el precio del petróleo, por cuanto en años secos debemos operar nuestras unidades térmicas con petróleo diesel o incrementar las compras de energía en el mercado spot a costos marginales marcados por esta misma tecnología. Es por esta razón que Colbún ha basado su política comercial en mantener un adecuado equilibrio entre el nivel de compromisos de venta de electricidad, la capacidad propia en medios de generación competitiva y los costos de producción en general. Para limitar el riesgo a la variación de los precios del combustible en los periodos que se prevé una exposición, se cuenta con una política de cobertura de combustibles.

7.1 Perspectiva de mediano plazo

La Compañía presentó resultados operacionales similares a los del año anterior, pese a que el SIC (Sistema Interconectado Central) enfrentó una de las condiciones hidrológicas más secas de los últimos 50 años. Esta condición seca empezó a afectar los resultados de la Compañía a partir del 3T10 y se prevé que afecte también el primer trimestre del año 2011, fecha que marca el término del año hidrológico. Actualmente el SIC está afectado por la presencia del fenómeno de la Niña

en el Océano Pacífico, que se caracteriza por producir escasez de precipitaciones.

La capacidad de enfrentar una condición extremadamente seca en forma satisfactoria se debe en gran medida a la reducción de contratos durante el año 2010 (bajaron a aproximadamente 8.800 GWh anuales desde el nivel de 10.000 GWh el año 2009), junto a la entrada en aplicación de las nuevas tarifas de los contratos con las distribuidoras a precios que contienen fórmulas de indexación que reflejan de mejor manera la estructura de costos de la empresa.

A partir del año 2011 el nivel de contratación experimenta un alza a aproximadamente 10.900 GWh, incremento que a raíz del atraso en la puesta en operación de la Central Santa María, aumentará transitoriamente la exposición al precio diesel para algunas hidrologías secas o medianamente secas. En efecto, se espera que la energía que hubiese generado dicha planta a partir de su entrada en operación, producto del atraso, sea reemplazada por mayor generación con diesel, o por mayores compras en el mercado spot a un costo marginal que igualmente estaría marcado por esa misma tecnología. Esta exposición se encuentra mitigada en parte por la cobertura de perjuicio de paralización de la póliza de seguro de Todo Riesgo Construcción y Montaje con que cuenta el proyecto, la cual contiene deducibles estándares, así como por las indemnizaciones previstas en el contrato de construcción en caso de atraso del contratista.

Con el mismo objeto de reducir la exposición a precios elevados del petróleo durante el año 2011, Colbún ha ejecutado un programa de cobertura del precio del petróleo mediante la compra de opciones call sobre WTI y ha perfeccionado un acuerdo con ENAP para el suministro de gas natural proveniente de GNL para la operación a plena capacidad de una unidad de ciclo combinado del complejo Nehuenco, en dos subperíodos: Oct10 a Dic10 y Ene11 a May11.

7.2 Plan de Crecimiento y acciones de largo plazo

Colbún tiene como estrategia aumentar su capacidad instalada manteniendo su vocación hidroeléctrica, con un complemento térmico eficiente que permita incrementar su seguridad de suministro en forma competitiva.

De esta manera, la Compañía se encuentra desarrollando los siguientes proyectos:

Proyecto Santa María: En relación a la generación térmica competitiva, Colbún está desarrollando el proyecto Santa María, en la comuna de Coronel. El proyecto actualmente se enfoca en la construcción de una central a Carbón con una capacidad de aproximadamente 342 MW de potencia nominal neta. La central se encuentra en construcción y su entrada en operación está planificada para el último trimestre del año 2011, lo que representa un retraso respecto de la fecha de puesta en marcha estimada inicialmente, debido a los atrasos acumulados por el Contratista EPC del proyecto así como por los efectos del terremoto.

Proyecto San Pedro: En relación al proyecto hidroeléctrico San Pedro (150 MW), ubicado en las comunas de Los Lagos y Panguipulli, se ha concluido la construcción de las obras preliminares. Como se ha venido informando, Colbún está realizando una nueva campaña de estudios para consolidar el conocimiento del terreno, la cual se espera finalice durante el primer semestre del año 2011. Con la información recabada a la fecha, se prevé la realización de adecuaciones a las obras civiles. Una vez terminado los estudios de terreno, se contratarán los estudios de ingeniería para la adecuación del actual proyecto los cuales se presentarán a las autoridades competentes. Debido a lo anterior, la adjudicación de las obras principales se postergó. El cronograma de la construcción del proyecto se tendrá una vez terminada la campaña de estudios adicionales.

Proyecto Angostura: Este proyecto hidroeléctrico de 316 MW aprovechará los recursos hídricos de los ríos Bío Bío y Huequecura en la región del Biobío. El proyecto obtuvo la aprobación ambiental de la COREMA de la región del Biobío en septiembre 2009. Actualmente el proyecto se encuentra en plena etapa de obras tempranas con la construcción de los portales de entrada del túnel de desvío y la excavación del Túnel de acceso a la Caverna de Máquinas. Entre los hitos importantes alcanzados recientemente, en diciembre se finalizó la construcción del camino by-pass para la construcción de la central. A la fecha prácticamente un 100% de los contratos se encuentran adjudicados.

Además, la Compañía asociada con ENDESA - quien tiene un 51% - posee una participación de un 49% en Hidroaysén, sociedad que espera desarrollar proyectos hidroeléctricos en los ríos Baker y Pascua de la región de Aysén, que totalizarían una capacidad instalada de aproximadamente 2.750 MW, capacidad que una vez en operación, sería comercializada en forma independiente por ambas compañías. El Proyecto HidroAysén se encuentra en proceso de tramitación ambiental.

7.3 Política Medioambiental y desarrollo con la comunidad

Como complemento al desarrollo de Proyectos, Colbún ha puesto énfasis en su integración con la comunidad en los sectores donde hoy en día se están llevando a cabo proyectos energéticos. En este sentido, se trabaja fuertemente con grupos de interés, organizaciones funcionales y autoridades locales, con el fin de comprender sus dinámicas sociales y ser capaces de desarrollar proyectos que se orienten a las necesidades reales y generen impacto concreto en las comunidades.

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010

En términos medioambientales Colbún ha buscado acercarse cada vez más a una generación eléctrica con altos índices de "eco-eficiencia", considerando en sus proyectos la eficiencia ambiental en su diseño. Además se ha avanzado en términos de privilegiar las energías renovables, desarrollando e investigando proyectos de esta índole.

7.4 Riesgos Financieros

Riesgo de tipo de cambio: El riesgo de tipo de cambio viene dado principalmente por los pagos que se deben realizar en monedas distintas al dólar para el proceso de generación de energía, por las inversiones en plantas de generación de energía ya existentes o nuevas plantas en construcción, y por la Deuda contratada en moneda distinta a la moneda funcional de la compañía. Los instrumentos utilizados para gestionar el riesgo de tipo de cambio corresponden a swaps de moneda y forwards. En términos de calce de monedas el balance actual de la compañía presenta un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición "larga" en pesos se traduce en un resultado por diferencia de cambio de aprox. US\$4,5 millones por cada \$10 de variación en la paridad peso dólar.

Riesgo de tasa de interés: Se refiere a las variaciones de las tasas de interés que afectan el valor de los flujos futuros referenciados a tasa de interés variable, y a las variaciones en el valor razonable de los activos y pasivos referenciados a tasa de interés fija que son contabilizados a valor razonable. El objetivo de la gestión de este riesgo es alcanzar un equilibrio en la estructura de deuda, disminuir los impactos en el costo motivados por fluctuaciones de tasas de interés y de esta forma poder reducir la volatilidad en la cuenta de resultados de la compañía. Para cumplir con los objetivos y de acuerdo a las estimaciones de Colbún se contratan derivados de cobertura con la finalidad de mitigar estos riesgos. Los instrumentos utilizados son swaps de tasa de interés fija y collars.

La deuda financiera de la Compañía, incorporando el efecto de los derivados de tasa de interés contratados, presenta el siguiente perfil:

Tasas de Interés	dic-09	dic -10
Fija	100%	100%
Variable	0%	0%
Total	100%	100%

Por otro lado, Colbún tiene una posición remanente de derivados que cubrían el riesgo de tasa de interés del crédito que fue parcialmente prepagado en febrero de este año. Estos instrumentos por un nocional de US\$250 millones generan una exposición activa a la tasa Libor, posición que será manejada de acuerdo a las políticas de la Compañía, de manera de minimizar el impacto económico de deshacer estas posiciones.

Riesgo de crédito: La empresa se ve expuesta a este riesgo derivado de la posibilidad de que una contraparte falle en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales y produzca una pérdida económica o financiera. Históricamente todas las contrapartes con las que Colbún ha mantenido compromisos de entrega de energía han hecho frente a los pagos correspondientes de manera correcta. Sumado a esto gran parte de los cobros que realiza Colbún son a integrantes del Sistema Interconectado Central chileno, entidades de elevada solvencia. Con respecto a las colocaciones en tesorería y derivados que se realizan, Colbún efectúa las transacciones con entidades de elevados ratings crediticios, reconocidas nacional e internacionalmente, de modo que minimicen el riesgo de crédito de la empresa. Adicionalmente, la Compañía ha establecido límites de participación por contraparte, los que son aprobados por el Directorio de la sociedad y revisados periódicamente.

A Dic10 la totalidad de las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en bancos locales, con clasificación de riesgo local igual o superior a AA-. Respecto a los derivados existentes, todas las contrapartes internacionales de la compañía tienen riesgo equivalente a grado de inversión y sobre un 80% de éstas poseen clasificación de riesgo internacional A+ o superior.

Riesgo de liquidez: Este riesgo viene motivado por las distintas necesidades de fondos para hacer frente a los compromisos de inversiones y gastos del negocio, vencimientos de deuda, etc. Los fondos necesarios para hacer frente a estas salidas de flujo de efectivo se obtienen de los propios recursos generados por la actividad ordinaria de Colbún y por la contratación de líneas de crédito que aseguren fondos suficientes para soportar las necesidades previstas por un periodo.

A Dic10 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$542 millones, invertidos en Fondos Mutuos con liquidez diaria y depósitos a plazo con duración promedio menor a 90 días. Asimismo, la compañía tiene como fuentes de liquidez adicional

disponibles al día de hoy: (i) una línea comprometida de financiamiento con entidades locales por UF 5 millones, (ii) dos líneas de bonos inscritas en el mercado local por un monto conjunto de UF 7 millones, (iii) una línea de efectos de comercio inscrita en el mercado local por UF 2,5 millones y (iv) líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones.



Estados Financieros Consolidados Resumidos

por los años terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009

FILIALES (Miles de Dólares)

TERMOELÉCTRICA ANTILHUE S.A.
ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA RESUMIDOS

	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Activos		
Total activos, corrientes	136	139
Propiedades, planta y equipos, neto	55.497	57.865
Total activos, no corrientes	57.224	58.771
Total activos	57.360	58.910

	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Patrimonio neto y pasivos		
Total pasivos, corrientes	30.010	29.992
Total pasivos, no corrientes	4.989	5.092
Patrimonio atribuible a los propietarios de controladora	22.361	23.826
Participantes no controladoras	-	-
Total patrimonio y pasivos	57.360	58.910

TERMOELÉCTRICA ANTILHUE S.A.
ESTADOS DE RESULTADOS POR NATURALEZA

	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Estado de resultados		
Ingresos de actividades ordinarias	-	-
Materias primas y consumibles utilizados	(1)	(1)
Gastos por beneficio a los empleados	-	-
Gastos por depreciación y amortización	(2.369)	(2.369)
Otros gastos, por naturaleza	(27)	(12)
Otras ganancias (pérdidas)	-	-
Ingresos financieros	-	-
Costos financieros	-	-
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de participación	-	-
Diferencias de cambio	7	30
Resultados por unidades de reajuste	-	-
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(2.390)	(2.352)
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	(925)	(1.539)
Ganancia (pérdida) de actividades continuadas después de impuesto	(1.465)	(813)
Ganancia atribuible a	-	-
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	(1.465)	813
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	-	-
Ganancia (pérdida)	(1.465)	813
Ganancias por acción	-	-
Acciones comunes	-	-
Ganancias (pérdidas) por acción básica en operaciones continuas	-	-
Ganancias (pérdidas) por acción básicas	-	-
Estados de otros resultados integral		
Ganancia (pérdida)	(1.465)	813
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	-	-
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	-	-
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	-	-
Resultados integral total	(1.465)	813
Resultado integral atribuible a		
Resultados integral atribuible a los propietarios de la controladora	(1.465)	813
Resultados integral atribuible a participaciones no controladoras	-	-
Resultados integral total	(1.465)	813

TERMOELÉCTRICA ANTILHUE S.A.
ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO RESUMIDOS

	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Estados de cambios en el patrimonio resumidos		
Cambio en acciones ordinarias, acciones ordinarias	3.332	3.332
Reserva para dividendos propuestos	-	-
Reservas de conversión	-	-
Reservas de coberturas	-	-
Otras reservas varias	16.861	16.861
Resultados retenidos	2.168	3.633
Participación minoritarias	-	-
Total patrimonio, neto	22.361	23.826

TERMOELÉCTRICA ANTILHUE S.A.
ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTOS RESUMIDOS

	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Flujos de efectivo neto de actividades de operación, método directo		
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	-	-
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-	-
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-	-
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	-	-
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente	-	-
Efectivo y equivalentes al efectivo, al principio del período	-	-
Efectivo y equivalentes al efectivo, al final del período	-	-

EMPRESA ELÉCTRICA INDUSTRIAL S.A.
ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA RESUMIDOS

	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Activos		
Total activos, corrientes	2.737	513
Propiedades, planta y equipos, neto	10.349	10.617
Total activos, no corrientes	10.987	11.092
Total activos	13.724	11.605

	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Patrimonio neto y pasivos		
Total pasivos, corrientes	7.229	4.119
Total pasivos, no corrientes	470	591
Patrimonio atribuible a los propietarios de controladora	6.025	6.895
Participantes no controladoras	-	-
Total patrimonio y pasivos	13.724	11.605

EMPRESA ELÉCTRICA INDUSTRIAL S.A.
ESTADOS DE RESULTADOS POR NATURALEZA

	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Estado de resultados		
Ingresos de actividades ordinarias	1.681	1.942
Materias primas y consumibles utilizados	(1.043)	(918)
Gastos por beneficio a los empleados	(1.014)	(878)
Gastos por depreciación y amortización	(415)	(414)
Otros gastos, por naturaleza	(29)	(13)
Otras ganancias (pérdidas)	(377)	(39)
Ingresos financieros	-	-
Costos financieros	(1)	(2)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de participación	-	-
Diferencias de cambio	(21)	86
Resultados por unidades de reajuste	-	-
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(1.219)	(236)
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	(349)	(306)
Ganancia (pérdida) de actividades continuadas después de impuesto	(870)	70
Ganancia atribuible a	-	-
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	(870)	70
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	-	-
Ganancia (pérdida)	(870)	70
Ganancias por acción	-	-
Acciones comunes	-	-
Ganancias (pérdidas) por acción básica en operaciones continuas	-	-
Ganancias (pérdidas) por acción básicas	-	-
Estados de otros resultados integral		
Ganancia (pérdida)	(870)	70
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	-	-
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	-	-
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	-	-
Resultados integral total	(870)	70
Resultado integral atribuible a		
Resultados integral atribuible a los propietarios de la controladora	(870)	70
Resultados integral atribuible a participaciones no controladoras	-	-
Resultados integral total	(870)	70

EMPRESA ELÉCTRICA INDUSTRIAL S.A.
ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO RESUMIDOS

	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Estados de cambios en el patrimonio resumidos		
Cambio en acciones ordinarias, acciones ordinarias	3.680	3.680
Reserva para dividendos propuestos	-	-
Reservas de conversión	-	-
Reservas de coberturas	-	-
Otras reservas varias	-	-
Resultados retenidos	2.345	3.215
Participación minoritarias	-	-
Total patrimonio, neto	(870)	6.895

EMPRESA ELÉCTRICA INDUSTRIAL S.A.
ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTOS RESUMIDOS

	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Flujos de efectivo neto de actividades de operación, método directo		
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(893)	(1.826)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-	(511)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	884	2.345
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	(9)	8
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente	1	3
Efectivo y equivalentes al efectivo, al principio del período	12	1
Efectivo y equivalentes al efectivo, al final del período	4	12

COLBÚN INTERNATIONAL LTDA.
ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA RESUMIDOS

	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Activos		
Total activos, corrientes	542	553
Propiedades, planta y equipos, neto	-	-
Total activos, no corrientes	-	-
Total activos	542	553
	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Patrimonio neto y pasivos		
Total pasivos, corrientes	5	-
Total pasivos, no corrientes	-	-
Patrimonio atribuible a los propietarios de controladora	537	553
Participantes no controladoras	-	-
Total patrimonio y pasivos	542	553

COLBÚN INTERNATIONAL LTDA.
ESTADOS DE RESULTADOS POR NATURALEZA

	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Estado de resultados		
Ingresos de actividades ordinarias	-	-
Materias primas y consumibles utilizados	-	-
Gastos por beneficio a los empleados	-	-
Gastos por depreciación y amortización	-	-
Otros gastos, por naturaleza	(15)	(1)
Otras ganancias (pérdidas)	-	-
Ingresos financieros	-	-
Costos financieros	(1)	(1)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de participación	-	-
Diferencias de cambio	-	-
Resultados por unidades de reajuste	-	-
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(16)	(2)
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	-	-
Ganancia (pérdida) de actividades continuadas después de impuesto	(16)	(2)
Ganancia atribuible a		
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	(16)	(2)
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	-	-
Ganancia (pérdida)	(16)	(2)
Ganancias por acción	-	-
Acciones comunes	-	-
Ganancias (pérdidas) por acción básica en operaciones continuas	-	-
Ganancias (pérdidas) por acción básicas	-	-
Estados de otros resultados integral		
Ganancia (pérdida)	(16)	(2)
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	-	-
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	-	-
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	-	-
Resultados integral total	(16)	(2)
Resultado integral atribuible a		
Resultados integral atribuible a los propietarios de la controladora	-	-
Resultados integral atribuible a participaciones no controladoras	-	-
Resultados integral total	(16)	(2)

COLBÚN INTERNATIONAL LTDA.
ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO RESUMIDOS

	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Estados de cambios en el patrimonio resumidos		
Cambio en acciones ordinarias, acciones ordinarias	150	150
Reserva para dividendos propuestos	-	-
Reservas de conversión	-	-
Reservas de coberturas	-	-
Otras reservas varias	-	-
Resultados retenidos	387	403
Participación minoritarias	-	-
Total patrimonio, neto	537	553

COLBÚN INTERNATIONAL LTDA.
ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTOS RESUMIDOS

	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Flujos de efectivo neto de actividades de operación, método directo		
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(5)	(9)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-	-
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-	-
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	(5)	(9)
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente	-	(1)
Efectivo y equivalentes al efectivo, al principio del período	547	557
Efectivo y equivalentes al efectivo, al final del período	542	547

SOCIEDAD HIDROELÉCTRICA MELOCOTÓN LTDA.
ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA RESUMIDOS

	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Activos		
Total activos, corrientes	1	2
Propiedades, planta y equipos, neto	-	-
Total activos, no corrientes	681	678
Total activos	682	680

	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Patrimonio neto y pasivos		
Total pasivos, corrientes	151	146
Total pasivos, no corrientes	-	-
Patrimonio atribuible a los propietarios de controladora	531	534
Participantes no controladoras	-	-
Total patrimonio y pasivos	682	680

SOCIEDAD HIDROELÉCTRICA MELOCOTÓN LTDA.
ESTADOS DE RESULTADOS POR NATURALEZA

	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Estado de resultados		
Ingresos de actividades ordinarias	-	-
Materias primas y consumibles utilizados	-	-
Gastos por beneficio a los empleados	-	-
Gastos por depreciación y amortización	-	-
Otros gastos, por naturaleza	(6)	(6)
Otras ganancias (pérdidas)	-	-
Ingresos financieros	-	-
Costos financieros	-	-
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de participación	-	-
Diferencias de cambio	-	(4)
Resultados por unidades de reajuste	-	-
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(6)	(10)
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	3	(2)
Ganancia (pérdida) de actividades continuadas después de impuesto	(3)	(8)
Ganancia atribuible a	-	-
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	-	-
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	-	-
Ganancia (pérdida)	(3)	(8)
Ganancias por acción	-	-
Acciones comunes	-	-
Ganancias (pérdidas) por acción básica en operaciones continuas	-	-
Ganancias (pérdidas) por acción básicas	-	-
Estados de otros resultados integral		
Ganancia (pérdida)	(3)	(8)
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	-	-
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	-	-
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	-	-
Resultados integral total	(3)	(8)
Resultado integral atribuible a		
Resultados integral atribuible a los propietarios de la controladora	(3)	(8)
Resultados integral atribuible a participaciones no controladoras	-	-
Resultados integral total	(3)	(8)

SOCIEDAD HIDROELÉCTRICA MELOCOTÓN LTDA.
ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO RESUMIDOS

	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Estados de cambios en el patrimonio resumidos		
Cambio en acciones ordinarias, acciones ordinarias	1.114	1.114
Reserva para dividendos propuestos	-	-
Reservas de conversión	-	-
Reservas de coberturas	-	-
Otras reservas varias	1.605	1.605
Resultados retenidos	(2.188)	(2.185)
Participación minoritarias	-	-
Total patrimonio, neto	531	534

SOCIEDAD HIDROELÉCTRICA MELOCOTÓN LTDA.
ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTOS RESUMIDOS

	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Flujos de efectivo neto de actividades de operación, método directo		
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(3)	(5)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-	(188)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(3)	192
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	-	(1)
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente	-	-
Efectivo y equivalentes al efectivo, al principio del período	-	1
Efectivo y equivalentes al efectivo, al final del período	-	-

HIDROELÉCTRICA GUARDIA VIEJA S.A. Y FILIALES
ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS RESUMIDOS

	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Activos		
Total activos, corrientes	151.910	151.623
Propiedades, planta y equipos, neto	273.328	282.145
Total activos, no corrientes	7.186	3.061
Total activos	432.424	400.829
	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Patrimonio neto y pasivos		
Total pasivos, corrientes	14.899	17.213
Total pasivos, no corrientes	45.519	43.487
Patrimonio atribuible a los propietarios de controladora	350.943	321.486
Participantes no controladoras	21.063	18.643
Total patrimonio y pasivos	432.424	400.829

HIDROELÉCTRICA GUARDIA VIEJA S.A. Y FILIALES

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS POR NATURALEZA

	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Estado de resultados		
Ingresos de actividades ordinarias	102.367	136.693
Materias primas y consumibles utilizados	(47.211)	(45.680)
Gastos por beneficio a los empleados	(4.484)	(3.980)
Gastos por depreciación y amortización	(10.438)	(11.414)
Otros gastos, por naturaleza	(2.319)	(1.482)
Otras ganancias (pérdidas)	428	(824)
Ingresos financieros	153	594
Costos financieros	(2)	(3)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de participación	-	-
Diferencias de cambio	(806)	5.771
Resultados por unidades de reajuste	55	(226)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	37.743	79.449
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	4.677	8.955
Ganancia (pérdida) de actividades continuadas después de impuesto	33.066	70.494
Ganancia atribuible a	-	-
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	-	-
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	-	-
Ganancia (pérdida)	33.066	70.494
Ganancias por acción	-	-
Acciones comunes	-	-
Ganancias (pérdidas) por acción básica en operaciones continuas	-	-
Ganancias (pérdidas) por acción básicas	-	-
Estados de otros resultados integral		
Ganancia (pérdida)	33.066	70.494
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	(1.189)	(3.498)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	-	-
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	-	-
Resultados integral total	31.877	66.996
Resultado integral atribuible a		
Resultados integral atribuible a los propietarios de la controladora	29.457	65.738
Resultados integral atribuible a participaciones no controladoras	2.420	1.258
Resultados integral total	31.877	66.996

HIDROELÉCTRICA GUARDIA VIEJA S.A. Y FILIALES ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO RESUMIDOS

	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Estados de cambios en el patrimonio resumidos		
Cambio en acciones ordinarias, acciones ordinarias	5.719	5.719
Reserva para dividendos propuestos	-	-
Reservas de conversión	-	-
Reservas de coberturas	-	-
Otras reservas varias	189.649	189.649
Resultados retenidos	155.575	126.118
Participación minoritarias	21.063	18.643
Total patrimonio, neto	372.006	340.129

HIDROELÉCTRICA GUARDIA VIEJA S.A. Y FILIALES ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTOS CONSOLIDADOS RESUMIDOS

	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Flujos de efectivo neto de actividades de operación, método directo		
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	41.069	100.617
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(231)	(1.732)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(72.937)	(84.469)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	(32.099)	14.416
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente	1.382	4.410
Efectivo y equivalentes al efectivo, al principio del período	30.792	11.966
Efectivo y equivalentes al efectivo, al final del período	75	30.792

TERMOELÉCTRICA NEHUENCO S.A.
ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA RESUMIDOS

	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Activos		
Total activos, corrientes	268	520
Propiedades, planta y equipos, neto	-	-
Total activos, no corrientes	2.372	1.678
Total activos	2.640	2.198

	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Patrimonio neto y pasivos		
Total pasivos, corrientes	10.765	7.726
Total pasivos, no corrientes	1.101	828
Patrimonio atribuible a los propietarios de controladora	(9.226)	(6.356)
Participantes no controladoras	-	-
Total patrimonio y pasivos	2.640	2.198

TERMOELÉCTRICA NEHUENCO S.A.
ESTADOS DE RESULTADOS POR NATURALEZA

	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Estado de resultados		
Ingresos de actividades ordinarias	1.450	1.130
Materias primas y consumibles utilizados	(565)	(442)
Gastos por beneficio a los empleados	(4.344)	(3.400)
Gastos por depreciación y amortización	-	-
Otros gastos, por naturaleza	(7)	(5)
Otras ganancias (pérdidas)	-	-
Ingresos financieros	-	-
Costos financieros	-	-
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de participación	-	-
Diferencias de cambio	(121)	(133)
Resultados por unidades de reajuste	4	(3)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(3.583)	(2.853)
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	713	695
Ganancia (pérdida) de actividades continuadas después de impuesto	(2.870)	(2.158)
Ganancia atribuible a	-	-
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	(2.870)	(2.158)
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	-	-
Ganancia (pérdida)	-	-
Ganancias por acción	-	-
Acciones comunes	-	-
Ganancias (pérdidas) por acción básica en operaciones continuas	-	-
Ganancias (pérdidas) por acción básicas	-	-
Estados de otros resultados integral		
Ganancia (pérdida)	(2.870)	(2.158)
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	-	-
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	-	-
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	-	-
Resultados integral total	(2.870)	(2.158)
Resultado integral atribuible a		
Resultados integral atribuible a los propietarios de la controladora	(2.870)	(2.158)
Resultados integral atribuible a participaciones no controladoras	-	-
Resultados integral total	2.870	(2.158)

TERMOELÉCTRICA NEHUENCO S.A.
ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO RESUMIDOS

	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Estados de cambios en el patrimonio resumidos		
Cambio en acciones ordinarias, acciones ordinarias	212	212
Reserva para dividendos propuestos	-	-
Reservas de conversión	-	-
Reservas de coberturas	-	-
Otras reservas varias	(132)	(132)
Resultados retenidos	(9.306)	(6.436)
Participación minoritarias	-	-
Total patrimonio, neto	(9.226)	(6.356)

TERMOELÉCTRICA NEHUENCO S.A.
ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTOS RESUMIDOS

	Diciembre 31 2010 MUS\$	Diciembre 31 2009 MUS\$
Flujos de efectivo neto de actividades de operación, método directo		
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(4.343)	(3.758)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	4.343	3.758
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-	-
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	-	-
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente	-	-
Efectivo y equivalentes al efectivo, al principio del período	-	-
Efectivo y equivalentes al efectivo, al final del período	-	-



Estados Financieros Consolidados Resumidos

por los años terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009

COLIGADAS (Miles de Pesos Chilenos)

TRANSMISORA ELÉCTRICA DE QUILLOTA LTDA.
ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA RESUMIDOS

	Diciembre 31 2010 M\$	Diciembre 31 2009 M\$
Activos		
Total activos, corrientes	3.226.372	1.288.869
Propiedades, planta y equipos, neto	9.347.016	9.923.439
Total activos, no corrientes	155.109	274.043
Total activos	12.728.497	11.486.351
	Diciembre 31 2010 M\$	Diciembre 31 2009 M\$
Patrimonio neto y pasivos		
Total pasivos, corrientes	1.756.966	1.480.132
Total pasivos, no corrientes	916.886	876.728
Patrimonio atribuible a los propietarios de controladora	10.054.645	9.129.491
Participantes no controladoras	-	-
Total patrimonio y pasivos	12.728.497	11.486.351

TRANSMISORA ELÉCTRICA DE QUILLOTA LTDA. ESTADOS DE RESULTADOS POR NATURALEZA

	Diciembre 31 2010 M\$	Diciembre 31 2009 M\$
Estado de resultados		
Ingresos de actividades ordinarias	2.122.129	2.327.365
Materias primas y consumibles utilizados	-	-
Gastos por beneficio a los empleados	-	-
Gastos por depreciación y amortización	(636.561)	(644.849)
Otros gastos, por naturaleza	(265.544)	(168.072)
Otras ganancias (pérdidas)	446	16.343
Ingresos financieros	(107.783)	(207.489)
Costos financieros	-	-
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de participación	-	-
Diferencias de cambio	-	-
Resultados por unidades de reajuste	(28.372)	46.301
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	1.111.061	1.369.599
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	185.907	250.198
Ganancia (pérdida) de actividades continuadas después de impuesto	925.154	1.119.401
Ganancia atribuible a	-	-
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	925.154	1.119.401
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	-	-
Ganancia (pérdida)	-	-
Ganancias por acción	-	-
Acciones comunes	-	-
Ganancias (pérdidas) por acción básica en operaciones continuas	-	-
Ganancias (pérdidas) por acción básicas	-	-
Estados de otros resultados integral		
Ganancia (pérdida)	925.154	1.119.401
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	-	-
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	-	-
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	-	-
Resultados integral total	925.154	1.119.401
Resultado integral atribuible a		
Resultados integral atribuible a los propietarios de la controladora	925.154	1.119.401
Resultados integral atribuible a participaciones no controladoras	-	-
Resultados integral total	925.154	1.119.401

TRANSMISORA ELÉCTRICA DE QUILLOTA LTDA. ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO RESUMIDOS

	Diciembre 31 2010 M\$	Diciembre 31 2009 M\$
Estados de cambios en el patrimonio resumidos		
Cambio en acciones ordinarias, acciones ordinarias	4.406.446	4.404.446
Reserva para dividendos propuestos	-	-
Reservas de conversión	-	-
Reservas de coberturas	-	-
Otras reservas varias	(849.946)	(849.946)
Resultados retenidos	6.500.145	5.574.991
Participación minoritarias	-	-
Total patrimonio, neto	10.056.645	9.129.491

TRANSMISORA ELÉCTRICA DE QUILLOTA LTDA. ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTOS RESUMIDOS

	Diciembre 31 2010 M\$	Diciembre 31 2009 M\$
Flujos de efectivo neto de actividades de operación, método directo		
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	2.028.535	2.128.587
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(60.138)	(3.711.529)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	568.682	778.848
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	2.537.079	(804.094)
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente	-	-
Efectivo y equivalentes al efectivo, al principio del período	489.627	1.293.721
Efectivo y equivalentes al efectivo, al final del período	3.026.706	489.627

CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE AYSÉN S.A. Y FILIALES
ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS RESUMIDOS

	Diciembre 31 2010 M\$	Diciembre 31 2009 M\$
Activos		
Total activos, corrientes	11.378.576	9.932.597
Propiedades, planta y equipos, neto	96.258.234	84.902.158
Total activos, no corrientes	181.721	164.044
Total activos	107.818.531	94.998.799

	Diciembre 31 2010 M\$	Diciembre 31 2009 M\$
Patrimonio neto y pasivos		
Total pasivos, corrientes	8.267.789	36.368.317
Total pasivos, no corrientes	642.417	720.984
Patrimonio atribuible a los propietarios de controladora	98.908.325	57.909.498
Participantes no controladoras	-	-
Total patrimonio y pasivos	107.818.531	94.998.799

CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE AYSÉN S.A. Y FILIALES ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS POR NATURALEZA

	Diciembre 31 2010 M\$	Diciembre 31 2009 M\$
Estado de resultados		
Ingresos de actividades ordinarias	-	-
Materias primas y consumibles utilizados	(3.453.254)	(3.337.285)
Gastos por beneficio a los empleados	(1.816.081)	(1.913.052)
Gastos por depreciación y amortización	(103.104)	(110.723)
Otros gastos, por naturaleza	(2.444.224)	(1.172.204)
Otras ganancias (pérdidas)	-	-
Ingresos financieros	67.288	197.268
Costos financieros	(2.473)	-
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de participación	127	-
Diferencias de cambio	(944.289)	118.131
Resultados por unidades de reajuste	-	-
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(8.696.010)	(6.217.865)
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	(1.748.589)	(223.797)
Ganancia (pérdida) de actividades continuadas después de impuesto	(6.947.421)	(5.994.068)
Ganancia atribuible a	-	-
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	-	-
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	-	-
Ganancia (pérdida)	-	-
Ganancias por acción	-	-
Acciones comunes	-	-
Ganancias (pérdidas) por acción básica en operaciones continuas	-	-
Ganancias (pérdidas) por acción básicas	-	-
Estados de otros resultados integral		
Ganancia (pérdida)	-	-
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	-	-
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	-	-
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	-	-
Resultados integral total	-	-
Resultado integral atribuible a		
Resultados integral atribuible a los propietarios de la controladora	-	-
Resultados integral atribuible a participaciones no controladoras	-	-
Resultados integral total	-	-

CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE AYSÉN S.A. Y FILIALES ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO RESUMIDOS

	Diciembre 31 2010 M\$	Diciembre 31 2009 M\$
Estados de cambios en el patrimonio resumidos		
Cambio en acciones ordinarias, acciones ordinarias	120.975.665	72.916.665
Reserva para dividendos propuestos	-	-
Reservas de conversión	-	-
Reservas de coberturas	-	-
Otras reservas varias	-	-
Resultados retenidos	(22.067.340)	(15.007.167)
Participación minoritarias	-	-
Total patrimonio, neto	98.908.325	57.909.498

CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE AYSÉN S.A. Y FILIALES ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTOS CONSOLIDADOS RESUMIDOS

	Diciembre 31 2010 M\$	Diciembre 31 2009 M\$
Flujos de efectivo neto de actividades de operación, método directo		
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(6.213.687)	(9.067.423)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(9.919.672)	(24.966.527)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	15.000.000	32.092.629
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	(1.133.359)	(1.941.321)
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente	-	-
Efectivo y equivalentes al efectivo, al principio del período	3.493.965	5.435.286
Efectivo y equivalentes al efectivo, al final del período	2.360.606	3.493.965

INVERSIONES ELECTROGAS S.A. Y FILIALES
ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS RESUMIDOS

	Diciembre 31 2010 M\$	Diciembre 31 2009 M\$
Activos		
Total activos, corrientes	4.277.168	2.892.516
Propiedades, planta y equipos, neto	29.438.026	34.780.034
Total activos, no corrientes	7.803.941	8.479.432
Total activos	41.519.135	46.151.982

	Diciembre 31 2010 M\$	Diciembre 31 2009 M\$
Patrimonio neto y pasivos		
Total pasivos, corrientes	6.488.142	6.100.819
Total pasivos, no corrientes	16.026.895	20.263.308
Patrimonio atribuible a los propietarios de controladora	18.994.871	19.778.302
Participantes no controladoras	9.227	9.553
Total patrimonio y pasivos	41.519.135	46.151.982

INVERSIONES ELECTROGAS S.A. Y FILIALES

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS POR NATURALEZA

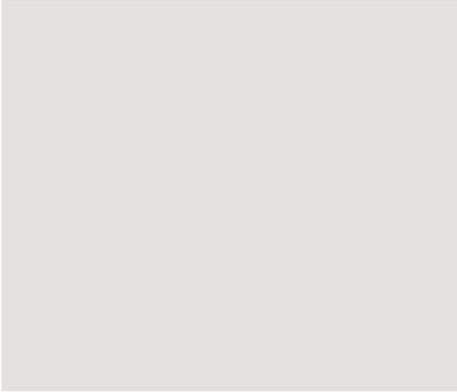
	Diciembre 31 2010 M\$	Diciembre 31 2009 M\$
Estado de resultados		
Ingresos de actividades ordinarias	14.288.419	13.748.295
Materias primas y consumibles utilizados	(3.344.980)	(3.534.497)
Gastos por beneficio a los empleados	(441.485)	(380.702)
Gastos por depreciación y amortización	-	-
Otros gastos, por naturaleza	(12.252)	(367.367)
Otras ganancias (pérdidas)	(104.486)	429.460
Ingresos financieros	45.667	55.409
Costos financieros	(1.049.929)	(1.279.404)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de participación	-	-
Diferencias de cambio	292.168	383.063
Resultados por unidades de reajuste	(37.506)	16.734
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	9.635.616	9.070.991
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	1.782.076	1.602.823
Ganancia (pérdida) de actividades continuadas después de impuesto	7.853.540	7.468.168
Ganancia atribuible a	-	-
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	7.849.417	7.464.284
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	4.123	3.884
Ganancia (pérdida)	7.853.540	7.468.168
Ganancias por acción	-	-
Acciones comunes	-	-
Ganancias (pérdidas) por acción básica en operaciones continuas	-	-
Ganancias (pérdidas) por acción básicas	-	-
Estados de otros resultados integral		
Ganancia (pérdida)	-	-
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	-	-
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	-	-
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	-	-
Resultados integral total	-	-
Resultado integral atribuible a		
Resultados integral atribuible a los propietarios de la controladora	-	-
Resultados integral atribuible a participaciones no controladoras	-	-
Resultados integral total	-	-

INVERSIONES ELECTROGAS S.A. Y FILIALES ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO RESUMIDOS

	Diciembre 31 2010 M\$	Diciembre 31 2009 M\$
Estados de cambios en el patrimonio resumidos		
Cambio en acciones ordinarias, acciones ordinarias	13.215.237	13.215.237
Reserva para dividendos propuestos	-	-
Reservas de conversión	-	-
Reservas de coberturas	-	-
Otras reservas varias	(4.350.214)	(3.368.651)
Resultados retenidos	10.129.848	9.931.716
Participación minoritarias	-	-
Total patrimonio, neto	18.994.871	19.778.302

INVERSIONES ELECTROGAS S.A. Y FILIALES ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTOS CONSOLIDADOS RESUMIDOS

	Diciembre 31 2010 M\$	Diciembre 31 2009 M\$
Flujos de efectivo neto de actividades de operación, método directo		
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	18.868.564	14.884.175
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(449.296)	(4.541.675)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(17.216.332)	(10.787.570)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	1.202.936	(445.070)
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente	-	-
Efectivo y equivalentes al efectivo, al principio del período	1.060.421	1.505.491
Efectivo y equivalentes al efectivo, al final del período	2.263.357	1.060.421



Diseño
Grupolink

Fotografía
Archivo de Colbún S.A.

Impresión
Worldcolor



